



Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Dissertation



Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und
Photovoltaik-Potenzialen

Dipl.-Ing. Julia Vopava, BSc

Januar 2021



EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Ich erkläre, dass ich die Richtlinien des Senats der Montanuniversität Leoben zu "Gute wissenschaftliche Praxis" gelesen, verstanden und befolgt habe.

Weiters erkläre ich, dass die elektronische und gedruckte Version der eingereichten wissenschaftlichen Abschlussarbeit formal und inhaltlich identisch sind.

Datum 03.01.2021

Unterschrift Verfasser/in
Julia Vopava

KURZFASSUNG

Der fortschreitende Klimawandel führt zu weltweiten Bestrebungen den Ausstoß von Treibhausgasen zu verringern. Einer der Hauptemittenten mit über 16% der globalen CO₂-Emissionen ist der Verkehrssektor. Die Umstellung auf E-Mobilität kann, unter der Voraussetzung, dass der notwendige Energiebedarf durch erneuerbare Energien, beispielsweise Photovoltaik oder Windenergie, gedeckt wird, signifikant zur Dekarbonisierung dieses Sektors beitragen. Diese fluktuierenden erneuerbaren Einspeiser in Kombination mit dem steigenden Energiebedarf stellen das elektrische Netz vor neue Herausforderungen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden dazu die Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von Photovoltaik-Potenzialen am Beispiel des Verteilernetzes der Mittelspannungsebene der Stadt Leoben untersucht. Die Netzbelastung wird dabei in einem Zeitraum von einem Jahr betrachtet um saisonale Effekte sowie Tagesschwankungen zu erfassen. Da die Ermittlung auf zeitlich aufgelösten Jahreslastflussberechnungen basiert, ist es notwendig die komplexe Netzstruktur durch Anwendung eines zellularen Ansatzes zu vereinfachen. Diese vereinfachte Struktur ermöglicht es, eine Vielzahl an Szenarien (Variation der Nutzerverhalten, Durchdringungen der E-Mobilität sowie des Photovoltaik-Potenzials, der Ladeleistung und Ladestrategie) zu analysieren. Diese Szenarien werden anhand der Residuallast und energietechnischer Kennzahlen wie Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad, und Eigenverbrauchsanteil bewertet.

Die Ergebnisse zeigen, dass nennenswerte Überlastungen des Netzes erst ab Durchdringungen von 60% Photovoltaikausbau bzw. 60% E-Mobilität auftreten. Dies lässt auf ein robustes Verteilernetz der Mittelspannungsebene für die Stadt Leoben schließen. Der Einfluss von Ladeleistungen größer 11 kW besitzt im Mittelspannungsnetz einen geringeren Einfluss auf die Anzahl und Dauer der Überlastungen als erwartet. Die Anwendung unterschiedlicher, sowohl gesteuerter als auch ungesteuerter, Ladestrategien kann die Überlastungen in bestimmten Netzregionen reduzieren wohingegen diese in anderen verstärkt werden. Die Residuallast nimmt mit steigender E-Mobilität zu, während sie mit steigendem Ausbaugrad der Photovoltaik sinkt. Eine steigende Durchdringung des Photovoltaikausbaus bei konstanter Durchdringung von E-Mobilität bedeutet zudem, dass der Energieautarkiegrad bzw. Leistungsautarkiegrad zunimmt, während der Eigenverbrauchsanteil verringert wird. Der Einfluss der untersuchten Ladestrategien auf die energietechnischen Kennzahlen ist hingegen gering. Bei der Integration von E-Mobilität in Kombination mit PV-Potentialen in ein elektrisches Netz ist die Ermittlung eines leistungsmäßigen und energetischen Optimums zwischen Energiebedarf und Erzeugung notwendig. Hierdurch können Überlastungen reduziert bzw. die energietechnischen Kennzahlen verbessert werden.

ABSTRACT

The ongoing climate change leads to worldwide efforts to reduce the emission of greenhouse gases. One of the main emitters is the transport sector, which is responsible for over 16% of global CO₂ emissions. The switch to e-mobility can contribute significantly to the decarbonisation of this sector, if the required electricity is covered by renewable energy sources, such as photovoltaic or wind energy. These fluctuating renewable energy sources in combination with the increasing energy demand pose new challenges for the power grid.

In this thesis, the synergy effect between e-mobility and the use of PV potentials are investigated using the example of the distribution grid of the medium-voltage level of the city Leoben. The grid load is considered over a period of one year in order to consider seasonal effects as well as daily fluctuations. Since the determination is based on time-resolved annual load flow calculations, the complex grid structure has to be simplified by applying a cellular approach to allow the analyses of a variety of scenarios (variation of user behaviour, penetration of e-mobility as well as photovoltaic potential, charging power and charging strategy). These scenarios are evaluated in terms of the residual load and energy-related key performance indicator such as the degree of self-sufficiency, degree of self-generation and self-consumption ratio.

The results show that significant grid overloads only occur from a penetration of more than 60 % photovoltaic expansion or 60 % e-mobility. This indicates a robust distribution grid at the medium-voltage level for the city of Leoben. The influence of charging powers higher than 11 kW has less influence on the number and duration of overloads in the medium-voltage grid than expected. By applying different charging strategies, controlled and uncontrolled, these overloads can be reduced in certain grid regions, but at the same time increase in others. The residual load increases with increasing e-mobility, while it decreases with increasing photovoltaic penetration. An increasing penetration of photovoltaic expansion with a constant penetration of e-mobility also means that the degree of self-sufficiency and degree of self-generation rises, while the self-consumption ratio decreases. The influence of the applied charging strategies on the energy-related key performance indicator is minor. When integrating e-mobility in combination with PV potentials into an electrical grid, it is necessary to determine an optimal power and energy balance between energy demand and production. Only in a balanced system, overloads can be avoided and the energy-related key performance indicators can be increased.

DANKSAGUNG

An dieser Stelle möchte ich mich bei all jenen bedanken, die mich in den vergangenen Jahren unterstützt und somit einen Beitrag zu dieser Dissertation geleistet haben. Unabhängig davon ob Betreuer, Kollegen, Familie, alte oder neue Freunde, ohne euch wäre die vorliegende Dissertation nicht das, was sie heute ist.

Zunächst möchte ich mich bei meinem Betreuer Thomas bedanken. Du hast mir die Stelle als Dissertantin bereits vor Abschluss meines Masterstudiums angeboten. Voller Vorfreude habe ich die Masterarbeit bei dir am Lehrstuhl beendet um anschließend mit der Dissertation zu starten. Durch deine Einstellung zum selbstständigen Arbeiten durfte ich neben dem wissenschaftlichen Part auch die Leitung eines Forschungsprojektes übernehmen. Daher konnte ich auch Abseits meiner Dissertation zahlreiche wertvolle Erfahrungen sammeln. In zahlreichen wissenschaftlichen Diskussionen wurden mit deiner Hilfe neue Ideen und Ansätze erarbeitet. Auch wenn wir in der ein oder anderen Diskussion gerne einmal aneinander vorbeigeredet haben, aber du sollst wissen ich habe diese Diskussionen und all deine Anregungen stets geschätzt.

Kerstin, Christoph und Lukas, unabhängig davon ob ich ein wissenschaftliches Problem hatte, oder ich einfach mal eine Pause vom stundenlangen programmieren brauchte, ihr hattet einfach immer motivierende Worte oder zumindest ein Stückchen Schokolade für mich. Obwohl wir in unterschiedlichen Forschungsbereichen tätig sind, konnte ich mit eurer Unterstützung neue Ansätze finden und entwickeln, welche meine Dissertation erst zudem gemacht hat, was sie heute ist. Auch bei meinen anderen Kollegen des Lehrstuhls möchte ich mich für die fachlichen Diskussionen und insbesondere auch für das gute Arbeitsklima bedanken. Wo auch immer der Schuh drückte, irgendjemand hatte immer ein offenes Ohr. Vielen Dank auch an Jasmin und Rebekka, ihr habt mich tatkräftig bei allen organisatorischen Belangen unterstützt und mir so den Rücken frei geschaufelt.

Ich möchte mich auch bei allen Studenten, welche als Mitarbeiter oder im Rahmen ihrer Abschlussarbeit einen Beitrag zu meiner Dissertation geleistet haben. Sarah, du warst mir unter anderem eine große Unterstützung meine Ideen zur grafischen Auswertung der Ergebnisse in einen MATLAB-Code umzuwandeln. Bernd und Anna, ihr habt mich nicht nur im Rahmen eurer Abschlussarbeiten unterstützt, sondern wurdet anschließend sogar meine Kollegen. Vor allem für das letzte halbe Jahr in dem ich euch noch einmal mit Fragen gelöchert habe, möchte ich euch danken.

Darüber hinaus möchte ich meinen Freunden und meiner Familie für ihre Unterstützung und ihr Verständnis in dieser arbeitsreichen Zeit danken. Kerstin, neben den fachlichen Diskussionen und den Spaß den wir im Büro hatten, hast du auch außerhalb des Büros, vor

Danksagung

allem wenn es mal nicht so gut lief, für Abwechslung gesorgt. Christian, dir möchte ich vor allem für deine Unterstützung in den letzten zwei Jahren danken. Deine Tipps, Anregungen und vor allem dein kurzfristiges Korrektur Lesen diverser Arbeiten, hat einen wesentlichen Beitrag dazu geleistet, mir die Motivation zu geben meine Dissertation zu beenden.

Ein ganz herzliches Danke an meine Eltern Ursula und Peter, ihr habt mir die Möglichkeit gegeben eine Universität zu besuchen. Durch euren Zuspruch diesen Weg einzuschlagen und die jahrelange Unterstützung, wäre eine Promotion nie möglich gewesen.

Martin, auch bei dir möchte ich mich von ganzen Herzen bedanken. Insbesondere für das letzte Jahr in dem es reichlich auf und abging. Ich weiß, es war nicht immer leicht zu sehen, wie ich spät abends oder am Wochenende an meiner Dissertation sitze, im Urlaub kurz mal reinschaue, ob die Simulation noch läuft. Du hast immer darauf geachtet, dass ich mich nicht lediglich von Kuchen, Knabbereien und Süßigkeiten ernähre indem du mir, wann auch immer es dir möglich war, frisch gekochtes Essen auf den Tisch gestellt hast. Auch wenn ich es teilweise nur lieblos in mich hineinstopfte, dass ich schnell wieder an die Arbeit gehen konnte. Dies ist nur ein Beispiel deiner Unterstützung in den vergangenen Jahren.

INHALTSVERZEICHNIS

Nomenklatur	I
Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	XII
1 Einleitung	1
2 Motivation	3
2.1 Abschätzung des zukünftigen Ladebedarfs.....	6
2.2 Auswirkungen der E-Mobilität auf das elektrische Netz.....	7
2.3 Versorgung der E-Mobilität mittels Photovoltaik	10
2.4 Forschungsfrage und Ziele der Arbeit	11
2.5 Veröffentlichungen.....	14
3 Theoretischer Hintergrund	16
3.1 Elektrisches Energieversorgungsnetz	16
3.1.1 Netztopologie	17
3.1.2 Leitungen.....	18
3.2 Lastflussberechnung.....	19
3.3 Last- und Erzeugungsprofile	24
3.3.1 Standardisierte Lastprofile	24
3.3.2 PV-Erzeugungsprofile	28
3.4 Zellularer Ansatz.....	30
4 Modellaufbau	33
4.1 Zellbasiertes Netzmodell	33
4.1.1 Datenerhebung	34
4.1.2 Vorgehensweise für die Entwicklung des zellbasierten Netzmodells.....	34
4.2 Einbindung Last- und Erzeugungsprofile in das Modell	50
4.2.1 Standardisierte Lastprofile	51
4.2.2 PV-Erzeugungsprofile	51
4.3 Synthetische Ladelastprofile für die E-Mobilität.....	52
4.3.1 Datenerhebung	52

4.3.2	Modellierung synthetischer Ladelastprofile	54
4.4	Netz- und energietechnische Betrachtung.....	66
5	Case-Study.....	70
5.1	Status Quo	70
5.2	Entwicklung der Szenarien	72
5.2.1	Nutzerverhalten	73
5.2.2	Synthetische Ladelastprofile	79
5.2.3	PV-Erzeugungsprofile	90
5.3	Netztechnische Betrachtung	91
5.3.1	Auslastung der Leitungen.....	92
5.3.2	Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators.....	108
5.3.3	Identifikation der Worst-Case Wochen und Tage.....	112
5.3.4	Einfluss der Ladestrategie auf die Netzbelastung.....	116
5.3.5	Berücksichtigung der Modellgenauigkeit.....	125
5.4	Interaktion der Lastflüsse zwischen den Zellen	127
5.5	Energietechnische Betrachtung	137
5.5.1	Residuallast	138
5.5.2	Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil	142
5.5.3	Einfluss der Ladestrategie auf die energietechnischen Kennzahlen.....	154
6	Diskussion.....	161
7	Zusammenfassung und Ausblick	163
8	Literaturverzeichnis.....	168
9	Anhang	179
9.1	Datenerhebung.....	179
9.2	Ergebnisse Aggregation.....	180
9.3	Ergebnisse Netzanalyse	186
9.4	Ergebnisse energietechnischen Betrachtung.....	193

NOMENKLATUR

BEV, EV	Elektrofahrzeug, E-Fahrzeug
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
DG	Durchdringung
EAG	Energieautarkiegrad
EVA	Eigenverbrauchsanteil
LAG	Leistungsautarkiegrad
LS	Ladestrategie
LV	Ladevorgang
MS	Mittelspannung
NEFZ	Neuer europäischer Fahrzyklus
NG	Nutzergruppe
NS	Niederspannung
NV	Nutzerverhalten
PHEV	Plug-In-Hybrid Fahrzeug
PV	Photovoltaik
SOC	State of Charge / Ladezustand
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
WLTP	Worldwide Harmonized Light-Duty Vehicles Test Procedure

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2-1: Zugelassene E-Fahrzeuge und Plug-In-Hybrid Fahrzeuge in Österreich [3] – Stand: 2019	3
Abbildung 3-1: Netztopologie (a) Strahlennetz (b) Ringnetz mit offenen Trennstellen	17
Abbildung 3-2: Netztopologie (a) verzweigte Ringstruktur mit offenen Trennstellen (b) Maschennetz	18
Abbildung 3-3: Ersatzschaltbild Leitung elektrisch kurze Leitung: π -Ersatzschaltbild [61]	18
Abbildung 3-4: VDEW-Standardlastprofil HO ohne Dynamisierung für einen Werktag basierend auf [68, 70]	25
Abbildung 3-5: Standardisierte Lastprofile der E-Control ULA und ULC basierend auf [69].....	27
Abbildung 3-6: Vergleich der Messergebnisse an einem (a) Ortsnetztransformator (b) Abgang und (c) Hausanschluss mit dem modellierten Lastverlauf anhand der VDEW-Standardlastprofile und standardisierten Lastprofile der E-Control [71].....	28
Abbildung 3-7: Beispiele potenzieller Dachflächen zur Nutzung von Photovoltaik und der Klassifikation in „gut“ (gelb) und „sehr gut“ (rot) basierend auf den Daten des Solardachkatasters [80]..	30
Abbildung 3-8: Schematische Darstellung der vier Schritte zur Anwendung des zellularen Ansatzes für Klein- und Mittelstädte (a) Identifizierung und Klassifizierung energierelevanter Infrastruktur (b) Definition der Energiezellen (c) Aggregation in Energieknoten (d) Implementierung der energierelevanten Infrastruktur zwischen den Energieknoten. [84, 88].....	32
Abbildung 4-1: Ablaufschema: Entwicklung eines zellbasierten Netzmodells.....	35
Abbildung 4-2: Schematische Darstellung der Zelleneinteilung (Schritt 1): (a) zu untersuchendes Gebiet (b) geografisch verortetes Originalnetz (c) Zelleneinteilung	36
Abbildung 4-3: Zelleneinteilung für die Stadt Leoben.....	37
Abbildung 4-4: Aggregation der zugeordneten Verbraucher und Erzeuger in Energieknoten.....	38
Abbildung 4-5: Schematische Darstellung des Prinzips der Leitungsimplementierung: (a) „Verbindungsleitungen“ und „eliminierte Leitungen“ (b) Energieknoten und deren Verbindungen entsprechend dem Originalnetz	39
Abbildung 4-6: Wahl der Zellengrenzen mit negativem Einfluss auf die Genauigkeit des Netzmodells: (a) Originalnetz; (b) entwickeltes Netzmodell mit Lastflussverschiebung aufgrund der Zelleneinteilung aus (a); (c) Originalnetz mit optimierter Zelleneinteilung; (d) entwickeltes Netzmodell aufgrund der Zelleneinteilung aus (c)	39
Abbildung 4-7: Aufbau des E-RLC Moduls zur Berücksichtigung der Blindleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“	41
Abbildung 4-8: Zellbasiertes Netzmodell für die Stadt Leoben.....	43
Abbildung 4-9: Vergleich der (a) absoluten und (b) relativen Abweichung der Blindleistungslastflüsse ohne und mit Berücksichtigung der Blindleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“ für ausgewählte „Verbindungsleitungen“	44

Abbildung 4-10: Vergleich der absoluten und relativen Abweichungen der Wirkleistungslastflüsse ausgewählter „Verbindungsleitungen“.....	48
Abbildung 4-11: Netzausschnitt der 30 kV-Spannungsebene der ausgewählten „Verbindungsleitungen“ aus der Genauigkeitsanalyse	49
Abbildung 4-12: Netzknoten K17_005 inklusive PV-Potenzial und Ladestation.....	50
Abbildung 4-13: Tagesganglinien von Quell- und Zielverkehr nach Bosserhoff [101] und kumulative Verteilungsfunktion. Fahrtzweck: (a) „Fahrt nach Hause“ (b) „Fahrt zur Arbeit-Schichtbetrieb“	53
Abbildung 4-14: Ablaufschema: Entwicklung synthetischer Ladelastprofile	55
Abbildung 4-15: Schematische Darstellung der Aggregation der Rasterpunkte in die Energieknoten	56
Abbildung 4-16: Ermittlung „individuelle“ Tagesverteilung basierend auf den Tagesganglinien nach Bosserhoff	57
Abbildung 4-17: Übersicht Datenbank und die daraus ermittelten Parameter.....	58
Abbildung 4-18: Fahrkettenmodell: Ermittlung der zurückgelegten Wegstrecke	59
Abbildung 4-19: Ladestrategie 2 – Ermittlung der reduzierten Ladeleistung	61
Abbildung 4-20: Ladestrategie 3 – Entscheidungsprozess: Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze oder Lastreduktion durch Aneinanderreihung der Ladevorgänge	62
Abbildung 4-21: Ladestrategie 3 – exemplarische Beispiele für Ladevorgänge, welche in die oder innerhalb der Zeitspanne verschoben werden können (grün) oder nicht (rot)	63
Abbildung 4-22: Ladestrategie 3 – exemplarische Beispiele Verschiebung der Ladevorgänge: (grün) ursprünglicher Ladevorgang; (orange) zulässige Verschiebung; (rot) unzulässige Verschiebung	63
Abbildung 4-23: Vergleich synthetisches Ladelastprofil für Ladestrategie 1 und Ladestrategie 3 für eine ausgewählte Zelle und einen repräsentativen Sommertag.....	64
Abbildung 4-24: IU-Verfahren: Verhalten der Ladeleistung in Abhängigkeit (a) des Ladezustandes SOC bzw. (b) der Zeit von Li-Ionen-Batterien.....	64
Abbildung 4-25: Aggregation Ladekurven zu einem synthetischen Ladelastprofil: (a) 10 Ladevorgänge; (b) Summenlastprofil der Ladevorgänge aus (a); (c) aggregierte Ladekurven aller Ladeprozesse innerhalb einer Nutzergruppe für eine ausgewählte Zelle; (d) synthetisches Ladelastprofil einer ausgewählten Zelle.....	66
Abbildung 4-26: Generisches Last- und Erzeugungsprofil zur Veranschaulichung der Definition von Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil	68
Abbildung 5-1: Aggregierter (a) Jahresenergieverbrauch und (b) Jahresenergieerzeugung auf Zellenebene für die Stadt Leoben.....	71
Abbildung 5-2: Summenlastprofil des bestehenden Energiebedarfs (2014) der Stadt Leoben in Abhängigkeit der Jahreszeit anhand von drei exemplarischen Wochen.....	71
Abbildung 5-3: Erzeugungsprofil der bestehenden Energieerzeugung (2014) der Stadt Leoben in Abhängigkeit der Jahreszeit anhand von drei exemplarischen Wochen.....	72

Abbildung 5-4: Ladelastverläufe auf Nutzergruppenebene für NVA bei einer Durchdringung von 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für das Gesamtsystem am 2. Juni 2014	74
Abbildung 5-5: (a) Jahresenergiebedarf der E-Mobilität normiert auf 100 Ladevorgänge (b) Energie die innerhalb eines Jahres durch Nutzung von Photovoltaik direkt verbraucht werden kann ...	76
Abbildung 5-6: (a) Leistungsautarkiegrad und (b) Eigenverbrauchsanteil für ausgewählte Zellen normiert auf 100 Ladevorgänge	77
Abbildung 5-7: Synthetisches Ladelastprofil der Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ und „nach Hause“ sowie PV-Erzeugungsprofil für Zelle 9 normiert auf den zugehörigen Spitzenwert vom (b); (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014	78
Abbildung 5-8: Unterscheidung der berücksichtigten zurückgelegten Wegstrecken für (a) Nutzerverhalten A und (b) Nutzerverhalten B bzw. C	80
Abbildung 5-9: Verteilung der zurückgelegten Wegstrecke für die Zelle 3 der Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ sowie die „neue“ Verteilungsfunktion basierend auf den nicht ausgewählten Nutzergruppen für NVB bzw. NVC	80
Abbildung 5-10: Verteilung der zurückgelegten Wegstrecke für die Zelle 3 der Nutzergruppe „nach Hause“ sowie die „neue“ Verteilungsfunktion basierend auf den nicht ausgewählten Nutzergruppen für NVB bzw. NVC	81
Abbildung 5-11: Aggregierter Jahresenergiebedarf der E-Mobilität für eine Durchdringung von 100% auf Zellenebene für die Stadt Leoben (a) NVA (b) NVB (c) NVC	82
Abbildung 5-12: Vergleich der synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem in Abhängigkeit des gewählten Nutzerverhaltens anhand einer exemplarischen Winterwoche für eine Durchdringung von 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1	84
Abbildung 5-13: Vergleich der synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem bei steigender EV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 anhand einer exemplarischen Winterwoche	84
Abbildung 5-14: Einfluss der Jahreszeit auf die synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem für eine Durchdringung von 100% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 anhand von drei exemplarischen Wochen	85
Abbildung 5-15: Vergleich synthetisches Ladelastprofil für das Gesamtsystem bei steigender Ladeleistung für eine Durchdringung von 100% EV für NVA und Ladestrategie 1 anhand einer exemplarischen Winterwoche	86
Abbildung 5-16: Vergleich synthetisches Ladelastprofil für das Gesamtsystem bei steigender Ladeleistung für eine Durchdringung von 100% EV für NVB und Ladestrategie 1 anhand einer exemplarischen Winterwoche	86
Abbildung 5-17: Verlauf synthetisches Ladelastprofil für eine Durchdringung von 100% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung für einen ausgewählten Zeitausschnitt (a) Zelle 21 und Nutzergruppe „nach Hause“ (b) Zelle 8 und Nutzergruppe „Einkauf“ (c) Zelle 11 und Nutzergruppe	

„Arbeit-privat“: Schichtbetrieb (d) Zelle 6 und Nutzergruppe „Arbeit-privat“: Handwerker/Einzelhandel	89
Abbildung 5-18: Einfluss Ladestrategie auf die synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem für eine Durchdringung von 100% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung anhand einer exemplarischen Winterwoche	90
Abbildung 5-19: Aggregierte PV-Jahresenergieerzeugung für eine Durchdringung von 100% auf Zellenebene für die Stadt Leoben.....	90
Abbildung 5-20: Einfluss Jahreszeit auf das PV-Erzeugungsprofil für das Gesamtsystem bei einer Durchdringung von 100% PV anhand von drei exemplarischen Wochen	91
Abbildung 5-21: Anzahl der überlasteten 30 kV-Leitungen in Abhängigkeit der Szenarien für Ladestrategie 1 (a) NVA (b) NVB (c) NVC.....	94
Abbildung 5-22: Anzahl der überlasteten 5 kV-Leitungen in Abhängigkeit der Szenarien für Ladestrategie 1 (a) NVA (b) NVB (c) NVC.....	94
Abbildung 5-23: Maximale Auslastung ausgewählter 5 kV-Leitungen bei steigender PV-Durchdringung (EV-Durchdringung = 0).....	97
Abbildung 5-24: Maximale Auslastung ausgewählter 5 kV-Leitungen bei steigender EV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%).....	97
Abbildung 5-25: Maximale Auslastung ausgewählter 5 kV-Leitungen bei steigender Ladeleistung für eine Durchdringung von 100% EV für NVB und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%) .	98
Abbildung 5-26: Dauer der Überlastung der acht am meisten belasteten 5 kV-Leitungen für ausgewählte Szenarien unterschiedlicher Nutzerverhalten bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1.....	99
Abbildung 5-27: Maximale Auslastung der acht am meisten belasteten 5-kV Leitungen für ausgewählte Szenarien unterschiedlicher Nutzerverhalten bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1	100
Abbildung 5-28: Dauer der Überlastung der acht am meisten belasteten 5-kV Leitungen für ausgewählte Szenarien unterschiedlicher Nutzerverhalten bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1.....	101
Abbildung 5-29: Auslastung der Leitung LTG1124 für eine Durchdringung von 60% PV und 60% EV für NVA 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1.....	102
Abbildung 5-30: Geordnete Jahresdauerlinie für einen Zeitraum von 0 bis 2000 Stunden der Auslastung der Leitung LTG0513 für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1	103
Abbildung 5-31: Geordnete Jahresdauerlinie für einen Zeitraum von 0 bis 2000 Stunden der Auslastung der Leitung LTG1124 für eine Durchdringung von 60% EV bei steigender PV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1	104
Abbildung 5-32: Maximale Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators in Abhängigkeit der Szenarien für Ladestrategie 1 (a) NVA (b) NVB (c) NVC	109

Abbildung 5-33: Dauer der Überlastung des 110 kV/30 kV-Transformators in Abhängigkeit der Szenarien für Ladestrategie 1 (a) NVA (b) NVB (c) NVC.....	109
Abbildung 5-34: Geordnete Jahresdauerlinie für einen Zeitraum von 0 bis 1000 Stunden der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 80% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1.....	111
Abbildung 5-35: Geordnete Jahresdauerlinie für einen Zeitraum von 0 bis 1000 Stunden der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 100% EV bei steigender PV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1.....	112
Abbildung 5-36: Zeitliches Auftreten (Monat) der maximalen Auslastung der acht am meisten belasteten 5-kV Leitungen je Szenario für Ladestrategie 1.....	113
Abbildung 5-37: Zeitliches Auftreten (Monat) der maximalen Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators in Abhängigkeit der vier Kategorien (PV, NVA, NVB, NVC) je Szenario für Ladestrategie 1.....	113
Abbildung 5-38: Auslastung der Leitung LTG0513 für eine Durchdringung von 60% PV und 40% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014.....	118
Abbildung 5-39: PV-Erzeugungsprofil (PV-Durchdringung = 60%) und synthetische Ladelastprofile (EV-Durchdringung = 40%) für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien für Zelle 13 (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014.....	118
Abbildung 5-40: Geordnete Dauerlinie der Auslastung der Leitung LTG0513 für eine Durchdringung von 60% PV und 40% EV bzw. 80% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien für die ausgewählten Worst-Case Wochen (a) Winter: 27. Jänner bis 2. Februar 2014 (b) Sommer: 2. bis 8. Juni 2014.....	119
Abbildung 5-41: Auslastung der Leitung LTG1124 für eine Durchdringung von 40% PV und 60% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 25. Jänner 2014 (b) 14. Juni 2014.....	120
Abbildung 5-42: Auslastung der Leitung LTG1804 für eine Durchdringung von 40% PV und 60% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014.....	121
Abbildung 5-43: Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 40% PV und 100% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 25. Jänner 2014 (b) 14. Juni 2014.....	122
Abbildung 5-44: Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 40% PV und 100% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014.....	123
Abbildung 5-45: Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 40% PV und 100% EV für NVB bei 11 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014.....	123

Abbildung 5-46: Geordnete Dauerlinie der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für Durchdringung von 40% PV und 100% EV für NVB bei unterschiedlichen Ladestrategien sowie Ladeleistungen für die ausgewählten Worst-Case Wochen (a) Winter: 27. Jänner bis 2. Februar 2014 (b) Sommer: 2. bis 8. Juni 2014	124
Abbildung 5-47: Netzbereich der Leitung LTG1804 und Darstellung der Lastflussrichtung für den Status Quo – Leitungen mit offenen Trennstellen sind nicht abgebildet	127
Abbildung 5-48: Geografische Verortung der überlasteten 5 kV-Leitungen in Orange und der acht am meisten belasteten Leitungen in Rot	128
Abbildung 5-49: Zellbasiertes Netzmodell inklusive der überlasteten Leitungen in Orange und der acht am meisten belasteten Leitungen in Rot	129
Abbildung 5-50: Synthetisches Ladelastprofil der Zelle 13 für NVA und der Zelle 6 für NVB jeweils für eine Durchdringung von 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 sowie PV-Erzeugungsprofil der Zelle 24 für eine Durchdringung von 100% PV	131
Abbildung 5-51: Netzbereich der Stichleitung in der sich die Leitung LTG1124 befindet und Darstellung der Lastflussrichtung für den Zeitpunkt des maximalen Leistungsbedarf der E-Mobilität in Zelle 24 für eine Durchdringung von 60% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%)	132
Abbildung 5-52: Netzbereich des Ringsystems der Leitung LTG0513 und Darstellung der Lastflussrichtung für den Zeitpunkt der maximalen PV-Erzeugung in Zelle 13 für eine Durchdringung von 60% PV (EV-Durchdringung = 0%)	134
Abbildung 5-53: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems bei steigender PV-Durchdringung (EV-Durchdringung = 0%)	139
Abbildung 5-54: Verlauf der Residuallast des Gesamtsystems für den Status Quo und eine Durchdringung von 100% PV (EV-Durchdringung = 0%)	139
Abbildung 5-55: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems bei steigender Ladeleistung für eine Durchdringung von 100% EV für NVB und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%)	140
Abbildung 5-56: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems bei steigender EV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%)	141
Abbildung 5-57: Residuallast des Gesamtsystems für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien für die ausgewählten Worst-Case Wochen (a) Winter: 27. Jänner bis 2. Februar 2014 (b) Sommer: 2. bis 8. Juni 2014	142
Abbildung 5-58: Leistungsbedarf (Verbrauch ohne und mit E-Mobilität bei EV-Durchdringung = 100%) für die unterschiedlichen Nutzerverhalten und PV-Erzeugungsprofil (PV-Durchdringung = 60%) des Gesamtsystems ausgewählter Worst-Case Wochen (a) Winter: 20. bis 26. Jänner 2014 (b) Sommer: 2. bis 8. Juni 2014	144

Abbildung 5-59: Energieautarkiegrad (Jahreswert) für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellenebene für die Stadt Leoben	146
Abbildung 5-60: (a) Leistungsautarkiegrad (Jahreswert) und (b) Eigenverbrauchsanteil (Jahreswert) bei einer Durchdringung von 60% PV und 100% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellenebene für die Stadt Leoben	147
Abbildung 5-61: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV (NVB) bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für das Gesamtsystem (Tageswerte).....	148
Abbildung 5-62: Vergleich Energieautarkiegrad (Mittelwert) im (a) Sommer und (b) Winter für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellenebene für die Stadt Leoben.....	149
Abbildung 5-63: Vergleich Leistungsautarkiegrad (Mittelwert) im (a) Sommer und (b) Winter für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellenebene für die Stadt Leoben.....	150
Abbildung 5-64: Vergleich Eigenverbrauchsanteil (Mittelwert) im (a) Sommer und (b) Winter für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellenebene für die Stadt Leoben.....	150
Abbildung 5-65: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% EV bei steigender PV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (Jahreswerte)	153
Abbildung 5-66: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (Jahreswerte)	154
Abbildung 5-67: PV-Erzeugungsprofil (PV-Durchdringung = 60%) und synthetische Ladelastprofile (EV-Durchdringung = 60%) für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien für Zelle 5 (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014	156
Abbildung 5-68: Vergleich der Leistungsautarkiegrad unterschiedlicher Ladestrategien für eine Durchdringung von 60% PV und 60% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung für die Worst-Case Sommerwoche: 2. bis 8. Juni 2014 (a) Zelle 5 (b) Zelle 13	156
Abbildung 5-69: Maximale und minimale relative Abweichung (LS1 und LS2) für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung für ausgewählte Zellen (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad (c) Eigenverbrauchsanteil	158
Abbildung 5-70: Maximale und minimale relative Abweichung (LS1 und LS3) für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung für	

	Zellen	(a) Energieautarkiegrad	(b) Leistungsautarkiegrad
ausgewählte			
(c) Eigenverbrauchsanteil			160
Abbildung 9-1: Vergleich der synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem bei steigender EV-Durchdringung bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 anhand einer exemplarischen Winterwoche (a) NVA (b) NVB (c) NVC.....			182
Abbildung 9-2: Einfluss Jahreszeit auf die synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem für eine Durchdringung von 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 anhand von drei exemplarischen Wochen (a) NVA (b) NVB (c) NVC.....			183
Abbildung 9-3: Vergleich synthetisches Ladelastprofil für das Gesamtsystem bei steigender Ladeleistung für eine Durchdringung von 100% EV und Ladestrategie 1 anhand einer exemplarischen Winterwoche (a) NVA (b) NVB (c) NVC.....			184
Abbildung 9-4: Einfluss Ladestrategie auf die synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem für eine Durchdringung von 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung anhand einer exemplarischen Winterwoche (a) NVA (b) NVB (c) NVC.....			185
Abbildung 9-5: Maximale Leitungsauslastung ausgewählter 5 kV-Leitungen bei steigender EV-Durchdringung bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%); (a) NVA (b) NVB (c) NVC.....			187
Abbildung 9-6: Maximale Leitungsauslastung ausgewählter 5 kV-Leitungen bei steigender Ladeleistung und einer Durchdringung von 100% EV und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%); (a) NVA (b) NVB (c) NVC.....			188
Abbildung 9-7: Dauer der Überlastungen der acht am meisten belasteten 5 kV-Leitungen bei steigender EV-Durchdringung für unterschiedliche Nutzerverhalten bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%).....			189
Abbildung 9-8: Dauer der Überlastungen der acht am meisten belasteten 5 kV-Leitungen bei steigender Ladeleistung und einer Durchdringung von 100% EV für unterschiedliche Nutzerverhalten und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%)			189
Abbildung 9-9: Geordnete Jahresdauerlinie der Leitungsauslastung bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (a) LTG0513 60% PV-Durchdringung, steigende EV-Durchdringung für NVB (b) LTG1124 60% EV-Durchdringung für NVA, steigende PV-Durchdringung (c) LTG1804 60% EV-Durchdringung für NVB, steigende PV-Durchdringung (d) LTG0216 100% EV-Durchdringung für NVC, steigende PV-Durchdringung			190
Abbildung 9-10: Geordnete Dauerlinie der Auslastung der Leitung LTG1124 für eine Durchdringung von 60% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien für die ausgewählten Worst-Case Wochen (a) Winter: 20. bis 26. Jänner 2014 (b) Sommer: 9. bis 14. Juni 2014			191
Abbildung 9-11: Geordnete Dauerlinie der Auslastung der Leitung LTG1804 für eine Durchdringung von 60% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien für die			

ausgewählten Worst-Case Wochen (a) Winter: 27. Jänner bis 2. Februar 2014 (b) Sommer: 2. bis 8. Juni 2014.....	191
Abbildung 9-12: Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 80% PV und 60% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014.....	192
Abbildung 9-13: Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 40% PV und 100% EV für NVC bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014.....	192
Abbildung 9-14: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems bei steigender EV-Durchdringung bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%); (a) NVA (b) NVB (c) NVC.....	193
Abbildung 9-15: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast bei steigender Ladeleistung und einer Durchdringung von 100% EV und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%); (a) NVA (b) NVB (c) NVC	194
Abbildung 9-16: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems (a) Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (b) Durchdringung von 60% EV bei steigender PV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1.....	195
Abbildung 9-17: Energieautarkiegrad (Jahreswert) für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellenebene für die Stadt Leoben (a) NVA (b) NVB (c) NVC.....	197
Abbildung 9-18: Leistungsautarkiegrad (Jahreswert) und Eigenverbrauchsanteil (Jahreswert) für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellenebene für die Stadt Leoben (a) NVA (b) NVB (c) NVC	198
Abbildung 9-19: Vergleich Energieautarkiegrad (Mittelwert) im Sommer und Winter für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellenebene für die Stadt Leoben (a) Sommer: NVA (b) Winter: NVA (c) Sommer: NVB (d) Winter: NVB (e) Sommer: NVC (f) Winter: NVC	199
Abbildung 9-20: Vergleich Leistungsautarkiegrad (Mittelwert) im Sommer und Winter für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellenebene für die Stadt Leoben (a) Sommer: NVA (b) Winter: NVA (c) Sommer: NVB (d) Winter: NVB (e) Sommer: NVC (f) Winter: NVC	200
Abbildung 9-21: Vergleich Eigenverbrauchsanteil (Mittelwert) im Sommer und Winter für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellenebene für die Stadt Leoben (a) Sommer: NVA (b) Winter: NVA (c) Sommer: NVB (d) Winter: NVB (e) Sommer: NVC (f) Winter: NVC	201
Abbildung 9-22: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% EV bei steigender PV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW	

Ladeleistung und Ladestrategie 1 für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (Jahreswerte)	202
Abbildung 9-23: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% EV bei steigender PV-Durchdringung für NVC bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (Jahreswerte)	202
Abbildung 9-24: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (Jahreswerte)	203
Abbildung 9-25: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVC bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (Jahreswerte)	203
Abbildung 9-26: Maximale und minimale relative Abweichung (LS1 und LS2) für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad (c) Eigenverbrauchsanteil	204
Abbildung 9-27: Maximale und minimale relative Abweichung (LS1 und LS2) für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVC bei 3,7 kW Ladeleistung für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad (c) Eigenverbrauchsanteil	204
Abbildung 9-28: Maximale und minimale relative Abweichung (LS1 und LS3) für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad (c) Eigenverbrauchsanteil	205
Abbildung 9-29: Maximale und minimale relative Abweichung (LS1 und LS3) für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVC bei 3,7 kW Ladeleistung für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad (c) Eigenverbrauchsanteil	205

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1: Übersicht verfügbare E-Fahrzeugmodelle in Österreich in eigener Darstellung nach [23] – Stand: Jänner 2019	5
Tabelle 2-2: Übersicht der Referenzen entsprechend ihrer Schwerpunkte hinsichtlich der Untersuchung der Auswirkungen der E-Mobilität auf das elektrische Netz	8
Tabelle 3-1: Einteilung der Netze nach deren Aufgabenstellung und Zuordnung der Spannungsebenen bzw. Betriebsspannungen entsprechend dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 [60].....	16
Tabelle 3-2: Einteilung der Knoten für die Lastflussberechnung inklusive Darstellung der gegebenen und gesuchten Größen	20
Tabelle 3-3: Vergleich Knotenpunktverfahren und Newton-Raphson-Verfahren	23
Tabelle 3-4: Kundengruppen der VDEW-Standardlastprofile	25
Tabelle 3-5: Definition der Jahreszeiten der VDEW-Standardlastprofile	25
Tabelle 3-6: Lastprofile der E-Control	26
Tabelle 3-7: Solarpotenzial in Abhängigkeit von Neigung und Ausrichtung für die Klassifizierung von Dachflächen für Photovoltaik-Anlagen [81].....	29
Tabelle 4-1: Vergleich der Blindleistungslastflüsse und Abweichungen für vier ausgewählte „Verbindungsleitungen“ jeweils ohne und mit Berücksichtigung der Blindleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“	45
Tabelle 4-2: Vergleich der importierten Wirk- und Blindleistung sowie des Wirk- und Blindleistungsbedarfs für den Slack-Knoten (K10_110).....	47
Tabelle 4-3: Übersicht Lang- und Kurzbezeichnung der sieben Nutzergruppen.....	53
Tabelle 4-4: Übersicht Ladestrategien	60
Tabelle 5-1: Übersicht der zu variierenden Parameter zur Definition der Szenarien	73
Tabelle 5-2: Übersicht Einteilung der Szenarien in Kategorien.....	73
Tabelle 5-3: Übersicht der überlasteten Leitungen der 30 kV- und 5 kV-Spannungsebene bei Ladestrategie 1.....	95
Tabelle 5-4: Dauer der Überlastung ausgewählter Szenarien für die Leitungen LTG0513 und LTG1124 bei Ladestrategie 1.....	106
Tabelle 5-5: Dauer der Überlastung ausgewählter Szenarien für die Leitungen LTG1804 und LTG0216 bei Ladestrategie 1.....	107
Tabelle 5-6: Dauer der Überlastung des 110 kV/30 kV-Transformators je Monat für die unterschiedlichen Kategorien jeweils bei einer Durchdringung von 100% PV und 0% EV bzw. einer Durchdringung von 0% PV und 100% EV für eine Ladeleistung von 3,7 kW und 44 kW bei Ladestrategie 1.....	115
Tabelle 5-7: Übersicht der Worst-Case Wochen und des zugehörigen Tages für das Simulationsjahr 2014	116

Tabelle 5-8: Vergleich der absoluten Abweichungen der Auslastung ausgewählter „Verbindungsleitungen“	126
Tabelle 5-9: Leistungsverhältnisse zwischen PV-Erzeugung und Leistungsbedarf der E-Mobilität für eine Durchdringung von 60% EV und 40% bzw. 80% PV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1.....	133
Tabelle 5-10: Leistungsverhältnisse zwischen PV-Erzeugung und Leistungsbedarf der E-Mobilität für eine Durchdringung von 60% PV und 40% bzw. 80% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1.....	135
Tabelle 5-11: Verbrauch, Energiebedarf der E-Mobilität, Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil der Stadt Leoben (Gesamtsystem) in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens bei einer Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1	143
Tabelle 5-12: Energieautarkiegrad (EAG), Leistungsautarkiegrad (LAG) und Eigenverbrauchsanteil (EVA) als Jahreswert der ausgewählten Zellen für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 inklusive Begründung der Auswahl	152
Tabelle 9-1: Übersicht der 15 verschiedenen EV-Modelle.....	179
Tabelle 9-2: Anzahl der Wege je Werktag in Abhängigkeit der Nutzergruppen auf Zellenebene basierend auf den Verkehrsanalysen der Stadt Leoben.....	180
Tabelle 9-3: Aggregierte Jahresenergieverbräuche, -erzeugungen, PV-Potenzial bei einer Durchdringung von 100% PV und Bedarf der E-Mobilität für die Nutzerverhalten A bis C für eine Durchdringung von 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung	181
Tabelle 9-4: Maximale Auslastung und Dauer der Überlastung für jene Leitungen, die den höchsten Belastungen ausgesetzt sind.....	186
Tabelle 9-5: Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (Jahreswerte)	196

1 EINLEITUNG

Aufgrund des anthropogenen Klimawandels werden weltweit politische Bestrebungen geführt, den Ausstoß von Treibhausgasen zu verringern. So setzt sich Österreich, im Rahmen des Regierungsprogramms, „Aus Verantwortung für Österreich“, das Ziel bis 2040 in Österreich die Klimaneutralität zu erreichen. Neben der Industrie spielt die Senkung der Treibhausgase auch im Verkehrssektor eine bedeutende Rolle, weil der Verkehrssektor außerhalb der Sektoren des Emissionshandels mit einem Anteil von 46% an den Gesamtemissionen der emissionsstärkste ist. Die Aufteilung des Verkehrssektors zeigt, dass 64 % aller Emissionen im Personenverkehr verursacht werden. Ein notwendiger Schritt zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors ist daher der Umstieg auf alternative Antriebe, wie z.B. batterie- oder wasserstoffbetriebene Fahrzeuge. [1, 2]

Obwohl bei den PKW-Neuzulassungen ein steigender Anteil an Fahrzeugen mit alternativen Antrieben zu verzeichnen ist, nutzen 98% aller zugelassenen Personenkraftwagen in Österreich Antriebe, die auf fossilen Brennstoffen basieren [3]. Der Wechsel zu alternativen Antriebssystemen wird mit einem steigenden Bedarf an elektrischer Energie einhergehen, der durch erneuerbare Energien gedeckt werden muss, um die erforderliche Reduktion der Treibhausgase zu erreichen. In diesem Zusammenhang sieht das Regierungsprogramm „Aus Verantwortung für Österreich“ bis 2030 eine Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch vor, sodass der Gesamtstromverbrauch auf nationaler und bilanzieller Ebene zu 100% aus erneuerbaren Energien gedeckt werden soll. [1, 2]

Ein Umstieg auf E-Mobilität und der damit verbundene flächendeckende Aufbau einer Ladeinfrastruktur wird zu einem steigenden elektrischen Energiebedarf auf Niederspannungs- sowie Mittelspannungsebene führen. Um diesen Umstieg möglichst reibungslos zu ermöglichen und eine geeignete Netzplanung vorzubereiten, müssen die Auswirkungen steigender E-Mobilität auf elektrische Energieversorgungsnetze analysiert werden. Zudem muss zur Gewährleistung der Dekarbonisierung des Verkehrssektors sowie zur Substitution von fossilen Energieträgern, wie bereits erwähnt, der steigende Energiebedarf mittels erneuerbaren Energien gedeckt werden. Neben dem zusätzlichen Energiebedarf der E-Mobilität, kann auch die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien negative Auswirkungen (z.B. Verringerung der Netzstabilität, Spannungshaltung, reduzierte Versorgungssicherheit) auf das elektrische Energieversorgungsnetz besitzen. Da die Auswirkungen des Leistungsbedarfs der E-Mobilität in Kombination mit der fluktuierenden Produktion aus erneuerbaren Energien eine zusätzliche Herausforderung auf die elektrischen Netze darstellt, ist neben der Einzelbetrachtung der E-Mobilität auch deren Versorgung aus erneuerbaren Energien zu untersuchen. Zur Vermeidung von Netzinstabilitäten sowie für eine

optimale Planung zukünftiger Netzausbauprojekte elektrischer Energieversorgungsnetze ist es daher notwendig, die Auswirkungen und Synergien steigender E-Mobilität in Kombination mit einem zunehmenden Ausbau an (dezentraler) erneuerbarer Energie zu analysieren.

Struktur der Arbeit

Um den Forschungsbedarf abzustecken wird zu Beginn der Arbeit eine ausführliche Literaturrecherche durchgeführt, welche Themengebiete rund um die E-Mobilität und die Versorgung dieser mittels Photovoltaik (PV) betrachtet. Eine Zusammenfassung dieser Literaturrecherche ist **Kapitel 2** zu entnehmen. Basierend auf dieser, wird anschließend die Forschungsfrage sowie die Ziele dieser Arbeit vorgestellt. Zur leichteren Nachvollziehbarkeit der Arbeit wird in **Kapitel 3** ein Überblick des theoretischen Hintergrundes gegeben. Dieses Kapitel umfasst die Grundlagen des elektrischen Energieversorgungsnetzes, der Lastflussberechnung, der Modellierung von Last- und Erzeugungsprofilen sowie die Vorstellung des zellularen Ansatzes.

Anschließend erfolgt in **Kapitel 4** die Beschreibung des Modellaufbaus, welches die Grundlage zur Beantwortung der Forschungsfrage, der in Kapitel 5 vorgestellten Case-Study, bildet. Die beschriebene Methodik zur Entwicklung des Modells wird in vier Bereiche eingeteilt: der Entwicklung eines zellbasierten Netzmodells für das Verteilernetz, die Einbindung der Last- und Erzeugungsprofile unter Anwendung des am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik entwickelten zellularen Ansatzes in das Netzmodell, die Modellierung der Ladekurven sowie die Beschreibung der notwendigen Schritte für die netz- und energietechnische Betrachtung. Die netz- und energietechnische Betrachtung anhand des zellbasierten Netzmodells für das Verteilernetz der Stadt Leoben stellen das Kernstück des **Kapitels 5** dar und dienen der Ermittlung und Bewertung von Synergieeffekten zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen eines städtischen Verteilernetzes. Bevor jedoch die Ergebnisse aus der netz- und energietechnischen Betrachtung vorgestellt werden, erfolgt die Beschreibung des „Status Quo“ der Stadt Leoben, welches das Referenzszenario darstellt, sowie die Entwicklung der betrachteten Szenarien. Zudem dient die Diskussion zur Interaktion der Lastflüsse zwischen den Energiezellen als Bindeglied zwischen der netz- und energietechnischen Betrachtung.

Im Anschluss an die Case-Study erfolgt in **Kapitel 6** anhand einer Diskussion die kritische Betrachtung der entwickelten Methodik sowie der Ergebnisse aus der Case-Study, bevor in **Kapitel 7** Zusammenfassung und Ausblick folgen. Im Rahmen dieses Kapitels werden die zentralen Ergebnisse aus der Case-Study für die Stadt Leoben zusammengefasst und ein Ausblick für den weiteren Forschungsbedarf vorgestellt.

2 MOTIVATION

Die politischen Bestrebungen zur Reduktion der Folgen des anhaltenden Klimawandels führten weltweit zu zahlreichen Zielsetzungen, welche die Verringerung des Ausstoßes von Treibhausgasen vorsehen. Die jüngste Zielsetzung in Österreich wurde 2020, im Rahmen des Regierungsprogramms „Aus Verantwortung für Österreich“ [2], veröffentlicht. Das Regierungsprogramm sieht eine vollständige Klimaneutralität bis 2040 vor. Da der Verkehrssektor ca. 33,5% des Bruttoendenergieverbrauchs (2018) beträgt [4] und außerhalb des Emissionshandels mit einem Anteil von 46% an den Gesamtemissionen als emissionsstärkster Sektor gilt [1], ist zur Erreichung des gesteckten Ziels die Dekarbonisierung des Verkehrssektors in Österreich notwendig. Zudem zeigt die Aufteilung des Verkehrssektors, dass 64% aller Emissionen im Personenverkehr verursacht werden, weshalb ein Umstieg beispielsweise auf E-Mobilität ein notwendiger Schritt zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors ist. Wie anhand der Abbildung 2-1 zu sehen, steigt die Anzahl an elektrisch betriebenen Fahrzeugen (BEV = EV, E-Fahrzeuge) sowie an Plug-In-Hybriden Fahrzeugen (PHEV) in den letzten Jahren in Österreich deutlich an. Die Anzahl der E-Fahrzeuge hat sich von 2017 auf 2019 verdoppelt, sodass Ende 2019 29.523 rein elektrisch betriebene Fahrzeuge zugelassen waren. Trotz der steigenden Anzahl an E-Fahrzeugen sowie an Plug-In-Hybrid Fahrzeugen, sind Ende 2019 immer noch über 98% aller zugelassenen Personenkraftwagen Benzin- oder Dieselfahrzeuge. [3]

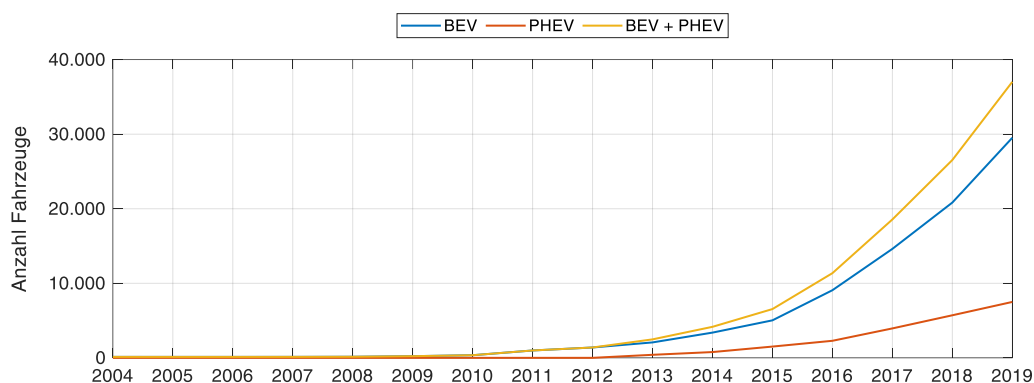


Abbildung 2-1: Zugelassene E-Fahrzeuge und Plug-In-Hybrid Fahrzeuge in Österreich [3] – Stand: 2019

Wie anhand der in Tabelle 2-1 dargestellten Übersicht der in Österreich verfügbaren E-Fahrzeugmodelle zu erkennen, besitzen die aktuellen E-Fahrzeuge je nach Hersteller und Modell Akkukapazitäten zwischen 6,1 kWh (Renault Twizy) und 100 kWh (Tesla Model S bzw. Model X). Während alle Fahrzeugmodelle mit einer Ladeleistung von 2,0 kW bzw. 3,7 kW einphasig mit Wechselstrom geladen werden können, sind höhere Ladeleistungen stark vom Hersteller abhängig. Einige Hersteller statten ihre Fahrzeugmodelle mit dreiphasigen Ladesystemen (Ladeleistung von 11,0 kW bis 43,0 kW) aus, andere wiederum setzen auf

Laden mit Gleichstrom (Ladeleistungen ab 50,0 kW) und einige bieten eine Kombination aus dreiphasigem Laden mit Wechselstrom und dem Laden mit Gleichstrom an. Wie bereits von Diesel- und Benzinfahrzeugen bekannt, sind auch bei E-Fahrzeugen die Unterschiede hinsichtlich des durchschnittlichen Energieverbrauchs (kWh/100km) stark vom Modell abhängig.

Die Literaturrecherche ergab eine Vielzahl an Studien bzw. Veröffentlichungen, welche sich mit der Thematik E-Mobilität sowie deren Versorgung durch Photovoltaik beschäftigen. Die Studien werden im Rahmen dieser Arbeit in Abhängigkeit des jeweiligen Fokus in drei Gruppen aufgeteilt: Abschätzung des zukünftigen Ladebedarfs [5–8], Auswirkungen auf das elektrische Netz [9–13] sowie Versorgung der E-Mobilität mittels Photovoltaik [14–19]. Die Gruppe der Auswirkungen auf das elektrische Netz beinhaltet zudem die Betrachtung von Möglichkeiten zur Reduktion negativer Auswirkungen der E-Mobilität auf das elektrische Netz [13, 20–22]. Abschließend wird auf aktuelle Literatur zu den Auswirkungen der Kombination zwischen E-Mobilität sowie Photovoltaik und vorhandenen Wechselwirkungen eingegangen. Im Fokus steht hierbei die Versorgung der E-Mobilität mittels Photovoltaik und wie diese erreicht werden kann. Anhand der Literaturrecherche kann der Forschungsbedarf aufgezeigt und somit die Forschungsfrage bzw. die Ziele der Arbeit vorgestellt werden.

Tabelle 2-1: Übersicht verfügbare E-Fahrzeugmodelle in Österreich in eigener Darstellung nach [23] – Stand: Jänner 2019

Marke	Modell	Batteriekapazität (kWh)	Reichweite (km)	Verbrauch		Ladeleistung							Akku-typ**			
				kWh/100km		Wechselstrom				Gleichstrom						
				NEFZ	WLTP	1-phasig		2-phasig		3-phasig		50 kW		100 kW	>100 kW	
		2 kW (10 A)	3,7 kW (16 A)	7,4 kW (32 A)*	7,4 kW (16 A)	11 kW (16 A)	22 kW (32 A)	43 kW (63 A)								
BMW	i3	33,0 / 42,0	300,0 / 359,0	13,1 / 13,1	-	x	x	x	-	x	-	-	x	-	-	Li-Ion
BMW	i3s	33,0 / 42,0	280,0 / -	14,3 / 14,3	-	x	x	x	-	x	-	-	x	-	-	Li-Ion
Hyundai	Ioniq Elektro	28,0 / 39,2 / 64,0	280,0 / 345,0 / 546,0	11,5 / - / -	- / 13,9 / 14,3	x	x	x	-	-	-	-	x	x	-	Li-Polymer
Nissan	e-NV 200	40,0	280,0	16,5	-	x	x	x	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Nissan	Leaf	30,0	250,0	15,0	-	x	x	x	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Nissan	Leaf 3.ZERO	40,0	350,0	17,0	19,4	x	x	x	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Nissan	Leaf 3.ZERO e+	62,0	-	-	20,6	x	x	x	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Renault	Kangoo Z.E.	33,0	270,0	15,2	-	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-	Li-Ion
Renault	Twizy 45 / 80	6,1	100,0 / 90,0	5,8 / 6,1	-	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-	Li-Ion
Renault	Zoe Q90	41,0	370,0	14,6	-	x	x	-	-	x	x	x	-	-	-	Li-Ion
Renault	Zoe R90	41,0	403,0	13,3	-	x	x	-	-	x	x	-	-	-	-	Li-Ion
Renault	Zoe R220 / R110	22,0 / 41,0	240,0 / -	13,3 / 13,3	- / -	x	x	-	-	x	x	-	-	-	-	Li-Ion
VW	e-Golf	35,8	300,0	12,7	-	x	x	-	x	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
VW	e-up!	18,7	160,0	11,7	-	x	x	-	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Citroen	Berlingo	22,5	170,0	17,7	-	x	x	-	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Citroen	C-Zero	16,0	150,0	13,5	-	x	x	-	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Jaguar	I-PACE	90,0	-	-	21,2	x	x	x	-	-	-	-	x	x	-	Li-Ion
Kia	Soul EV	30,0	250,0	14,3	-	x	x	x	-	-	-	-	x	x	-	Li-Polymer
Kia	e-Niro	39,2 / 64	- / -	- / -	14,2 / 14,9	x	x	x	-	-	-	-	x	x	-	Li-Polymer
Mercedes	B 250e	28,0	200,0	16,6	-	x	x	-	-	x	-	-	-	-	-	Li-Ion
Mitsubishi	i-Miev	16,0	160,0	13,5	-	x	x	-	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Peugeot	i-on	16,0	150,0	13,5	-	x	x	-	-	-	-	-	x	-	-	Li-Ion
Smart	fortwo / EQ fortwo	17,6 / 17,6	145,0 / 157,0	15,1 / 15,3	- / -	x	x	-	-	x	-	-	-	-	-	Li-Ion
Tesla	Model S	75,0 / 100,0	490,0 / 613,0	18,0 / 20,0	-	x	x	-	-	x	x	-	x	-	x	Li-Ion
Tesla	Model X	75,0 / 100,0	417,0 / 542,0	20,0 / 22,0	-	x	x	-	-	x	x	-	x	-	x	Li-Ion
Tesla	Model 3	75,0	-	-	15,0	x	x	-	-	x	x	-	x	-	x	Li-Ion

* Ladestationen mit mehr als 3,7 kW (16 A) 1-phasig sind in Österreich nur in Ausnahmefällen verfügbar

** Herstellerangabe

2.1 Abschätzung des zukünftigen Ladebedarfs

Zur Abschätzung des zukünftigen Ladebedarfs wurden eine Vielzahl unterschiedlicher Modellierungsansätze veröffentlicht [5, 7, 24]. Die meisten dieser etablierten Ansätze hängen von repräsentativen Daten oder einem genauen Modell ab, das das Verhalten der EV-Fahrer beschreibt. Die verfügbaren Modelle basieren hauptsächlich auf zwei verschiedenen Datensätzen: Daten, die direkt an den Ladestationen gemessen wurden (Energiebedarf je Ladevorgang, Leistungsmessungen auf Ladestationsebene usw.) [25–27] oder statistische Daten [28–30]. Da die statistischen Daten auf Beobachtungen des Mobilitätsverhaltens sowie auf Befragungen basieren, repräsentieren diese Daten das heutige Fahrverhalten und geben beispielsweise Auskunft über die zurückgelegten Wege je Tag, zurückgelegte Wegstrecken, Zeitpunkt von Ankunft und Abfahrt oder den Zweck der Reise. Gnann et al. [31] verwendet beispielsweise reale Fahrdaten von Schnellladestationen aus Norwegen und Schweden, um die Variation des Ladeverhaltens verschiedener EV-Fahrer über den Tag hinweg zu analysieren. Fischer et al. [5] und Godde et al. [32] nutzen zur Beschreibung des Mobilitätsverhaltens die deutsche Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ [29]. Die Studie beinhaltet statistische Daten wie: Zweck der Reise, Anzahl der Wege, oder zurückgelegte Wegstrecken. Ein Weiterer sehr gebräuchlicher Datensatz [33–36] ist der „National Household Travel Survey (NHTS)“ [30], welcher das Mobilitätsverhalten der Vereinigten Staaten beschreibt.

Da Ladestationen in der Regel nicht flächendeckend verfügbar bzw. ungleichmäßig verteilt (private Ladestationen zu Hause, öffentliche Ladestationen in Ballungsräumen bzw. entlang von Hauptverkehrswegen) sind, wird das Ladeverhalten anhand der ausschließlichen Berücksichtigung der heute vorhandenen Ladeinfrastruktur nur sehr selektiv bestimmt. Des Weiteren sind diese gemessenen Daten möglicherweise nicht repräsentativ für einen erhöhten Anteil an E-Fahrzeugen [37, 38]. Die statistischen Daten wiederum beschreiben, das heutige Mobilitätsverhalten bzw. Fahrverhalten. Dies bedeutet, dass Ansätze, welche auf diesen Daten basieren, das Fahrerverhalten der E-Mobilität [28, 29] meist als gleichwertig mit dem Verhalten der Fahrer von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren sehen. [3] Somit weisen beide Datensätze offensichtliche Nachteile auf, die bei der Interpretation der modellierten Ladelastprofile und ihrer weiteren Verwendung berücksichtigt werden müssen.

Um die Auswirkungen eines steigenden Anteils von E-Fahrzeugen auf das elektrische Netz zu analysieren, ist die Beschreibung des Mobilitätsverhaltens allein nicht ausreichend. Die im Mobilitätsverhalten vorhandenen statistischen Daten weisen meist keinen Zusammenhang zwischen den einzelnen Parametern (z.B. Anzahl der Wege je Tag, zurückgelegte Wegstrecke, Tagesverteilungen, Ort, Aufenthaltsdauer usw.) auf. Dies bedeutet, dass anhand dieser Daten

ohne ausreichendem Modell nicht definiert werden kann, wann und wo sich ein Fahrzeug aufhält und welche Strecke zurückgelegt wurde. Daher zählt die Bildung von Fahrketten als gängige Methode zur Modellierung von Ladeprofilen auf Basis von statistischen Daten. [33, 34, 39] Wang et al. [34] nutzen beispielsweise die Bildung von Fahrketten um den Ablauf täglicher Reiseaktivitäten zu beschreiben. Für jede Fahrkette gilt, die erste und letzte Fahrt des Tages beginnt bzw. endet zu Hause. Jede Fahrt wird über Beginn, Ende, zurückgelegte Wegstrecke, Start- und Zielort definiert, wobei gilt: Zielort der letzten Fahrt entspricht Startort der aktuellen Fahrt. Die Bestimmung der Anzahl der Fahrten je Tag und die zurückgelegten Wegstrecken werden stochastisch ermittelt und können sich somit für jeden Tag ändern. Mit Hilfe des Fahrkettenmodells kann am Ende des Tages eine gesamte zurückgelegte Wegstrecke ermittelt werden, die zu Hause nachgeladen werden muss. Mit weiteren Parametern wie Batterietyp, Ladeleistung, ein- oder mehrphasige Ladesysteme kann anhand der Fahrkette der eigentliche Ladeprozess und somit das Ladeprofil ermittelt werden.

Neben der Bildung von Fahrketten zur Modellierung der Ladeprofile wurde eine Vielzahl weiterer stochastischer Ansätze veröffentlicht. Hierzu zählen Modelle basierend auf dem probabilistischen Ansatz [27, 40–44], Monte-Carlo [6–8, 45] und Markov-Chain [7, 46, 47]. Während Mu et al. [8] die Monte-Carlo Simulation nutzen um den Ladebedarf auf einer Sammelschiene des zu untersuchenden Verteilungsnetzes zu verschiedenen Zeiten während eines Tages abzuschätzen, stellen Qian et al. [41] eine analytische Lösung zur Vorhersage des Ladebedarfs basierend auf einer probabilistischen Vorgehensweise vor.

2.2 Auswirkungen der E-Mobilität auf das elektrische Netz

Der elektrische Energiebedarf zukünftiger E-Mobilität kann negative Auswirkungen, wie Reduktion der Spannungsqualität oder Überlastung von Betriebsmitteln, sowie positive Auswirkungen, wie beispielsweise Reduktion von fluktuierenden Einspeisespitzen, auf das elektrische Netz besitzen und stellt so die Netzplanung vor eine neue Herausforderung. Während Fischer et al. [5] und Wu et al. [48] den Einfluss zukünftiger E-Mobilität auf den Anstieg der Netzlast ohne Berücksichtigung des elektrischen Netzes analysieren, untersuchen eine Reihe weiterer Literaturstellen Niederspannungs- [11, 49] und Mittelspannungsnetze [7, 20]. Die Studie „V2G-Strategien“ [13] untersucht beispielsweise die Auswirkungen der oben genannten Effekte auf acht Niederspannungs- und zwei Mittelspannungsnetze. Zur besseren Übersicht werden die Referenzen hinsichtlich der Untersuchung der Auswirkungen der E-Mobilität entsprechend ihrer Schwerpunkte in fünf Gruppen unterteilt, siehe Tabelle 2-2. Zudem wird bei der Einteilung unterschieden ob lediglich ungesteuertes Laden analysiert oder bereits Ladestrategien bzw. Optimierungsansätze genutzt werden um negativen Einflüssen der E-Mobilität auf das elektrische Netz entgegen zu wirken.

Tabelle 2-2: Übersicht der Referenzen entsprechend ihrer Schwerpunkte hinsichtlich der Untersuchung der Auswirkungen der E-Mobilität auf das elektrische Netz

Auswirkungen	Studien	Studien inkl. Ladestrategie / Optimierung / etc.
Anstieg Last (Netzknoten, Slack-Knoten)	[5, 7]	[11, 48, 50]
Betriebsmittelauslastung	[12, 51]	[13, 20, 49, 52]
Netzverluste	[9]	[11, 42]
Spannungsqualität	[7, 9, 12, 51]	[11, 13, 42, 49, 50, 52, 53]
Zuverlässigkeit	[9, 10, 12]	[54]

Wie anhand von Tabelle 2-2 ersichtlich, befasst sich der Großteil der untersuchten Studien mit dem Einfluss der E-Mobilität auf die Spannungsqualität, wobei lediglich die Spannungsschwankungen bzw. die Spannungsverläufe analysiert werden. Im Rahmen der gewählten Szenarien und Demonstrationsnetze werden von Olivella-Rosell et al. [7] und Alonso et al. [49] keine Unterschreitungen der Spannungsbandgrenzen festgestellt, wo hingegen durch die Studie „V2G-Stratagies“ [13] beim Anschluss aller Fahrzeuge an der gleichen Phase Spannungswerte unter 0,9 p.u. aufgezeigt werden, diese jedoch entsprechend der Norm EN50160 keine Unterspannung darstellen. Anhand von Aghaebrahimi et al. [42] wird der positive Einfluss von gesteuertem Laden demonstriert, indem außerhalb der auftretenden Lastspitzen geladen wird und im Vergleich zum ungesteuerten Laden der Spannungsabfall reduziert werden kann.

Im Rahmen der Betriebsmittelauslastung wird in der Dissertation „Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze“ [12] neben der Bestimmung der Auslastung der Leitungen, Kabel und Transformatoren auch eine Analyse zur Alterung der Ortsnetztransformatoren durchgeführt. Die im Rahmen dieser Dissertation durchgeführten Analysen zeigen, dass die Mittelspannungsnetze und die untergeordneten Niederspannungsnetze in der Kleinstadt ausreichende Reserven besitzen, sodass nur geringfügige Überlastungen auftreten. Für Netze im ländlichen Bereich oder in Großstädten wird die Empfehlung einzelner Netzverstärkungsmaßnahmen ausgesprochen. Auch im Bereich der Spannungsschwankungen werden nur vereinzelt unzulässige Spannungsabfälle in jenen Netzknoten erreicht, welche weite Distanzen zu den Ortsnetztransformatoren besitzen.

Die Bestimmung der Zuverlässigkeit basiert auf der Ermittlung von Zuverlässigkeitsindikatoren, wie: SAIFI (System Average Interruption Frequency Index = mittlere Anzahl der Versorgungsunterbrechungen), SAIDI (System Average Interruption Duration Index = Dauer der Versorgungsunterbrechungen im Mittel), CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index = mittlere Unterbrechungsdauer je unterbrochenem Kunden) und ENS (Energy Not Supplied = nicht gelieferte Energie) [55]. Zusätzlich werden in den Literaturstellen energierelevante Kennzahlen zur Ermittlung der Zuverlässigkeit ermittelt, wie EENS (Expected Energy Not Supply Index = erwartete nicht gelieferte Energie) [54], AENS (Average Energy Not Supply Index = mittlere nicht gelieferte Energie) [9] und EENC (Expected Energy Not Charged = erwartete nicht geladene Energie) [10]. In Deb et al. [9] werden in das IEEE 33 Knoten-Netzmodell je nach gewähltem Szenario an ein oder zwei Netzknoten Schnelladestationen mit unterschiedlichem Leistungsbedarf angeschlossen. Für alle Szenarien steigen die Zuverlässigkeitsindikatoren (SAIFI, SAIDI, CAIDI und AENS) an, wobei keine kritischen Werte erreicht werden.

Verzijlberg et al. [20] untersuchen anhand eines Demonstrationsnetzes, welches ein niederländisches Verteilernetz ausgehend von einem Umspannwerk von Hoch- auf Mittelspannung bis hin zur Niederspannungsebene repräsentiert, die durch E-Mobilität verursachte steigende Netzbelastung. Für die Modellierung der Ladekurven wird definiert, dass das heutige Mobilitätsverhalten nicht verändert wird und eine Aufladung nur zu Hause im Anschluss an die letzte Fahrt des Tages stattfindet. Zudem werden drei Szenarien definiert: zwei ungesteuerte jeweils mit 3 kW bzw. 10 kW Ladeleistung und ein gesteuertes. Beim gesteuerten Laden werden aufgrund der geringen Netzlast die Ladevorgänge in die Nacht verschoben. Durch Anwendung des gesteuerten Ladens können die Auslastungen bzw. die Überlastungen der Betriebsmittel (Kabel und Transformatoren) signifikant reduziert werden bezogen auf die ungesteuerten Ladeszenarien. Während bei einer Ladeleistung von 3 kW 40% der MS/NS-Transformatoren überlastet sind, kann die Anzahl der überlasteten Transformatoren durch gesteuertes Laden auf 20% reduziert werden, ähnliches gilt auch für die Mittelspannungskabel. Die Studie unterscheidet die Mittelspannungskabel entsprechend ihrer Funktion: Verteilung bzw. Übertragung. Je nach Kategorie erfolgt eine Reduktion von 13% auf 7% (Aufgabe: Verteilung) bzw. von 42% auf 25% (Aufgabe: Übertragung).

Die in der Studie nach Thormann et al. [51] durchgeführten Netzsimulationen für unterschiedliche Niederspannungsnetze (Stadtzentrum, Stadtrand, Vorstadt, ländlicher Raum) zeigen, dass die unterschiedlichen Netzregionen hinsichtlich Netzausbaumaßnahmen getrennt voneinander analysiert werden müssen. Zudem verursacht eine Ladeleistung von 11 kVA bereits bei geringen Durchdringungen der E-Mobilität thermische Überlastungen

sowie Verletzungen des Spannungsbandes, während die Reduzierung der Ladeleistung eine netzfreundliche Integration zahlreicher E-Fahrzeuge ermöglicht.

Zudem analysieren die früheren Studien meist nur repräsentative Wochen oder Monate zur Berücksichtigung der saisonalen Effekte, um den erforderlichen Simulationsaufwand so überschaubar wie möglich zu halten [11, 56, 57]. Ul-Haq et al. [6] betrachten, beispielsweise, die saisonalen Effekte für drei verschiedene Monate bzw. für Wochentage und Wochenenden. Im Gegensatz dazu beobachteten Luo et al. [45] die saisonalen Effekte durch Simulation und Analyse von acht typischen Tagen, die das Planungsjahr repräsentieren.

2.3 Versorgung der E-Mobilität mittels Photovoltaik

Die Auswirkungen des Leistungsbedarfs der E-Mobilität zusammen mit der fluktuierenden Energie-Produktion aus Photovoltaik können, hinsichtlich Netzbelastung, zu zusätzlichen Herausforderungen verglichen zu einer Einzelbetrachtung der E-Mobilität führen [14, 16, 17].

Munkhammar et al. [14] fokussieren sich auf das Laden zu Hause und untersuchen die Wechselwirkung zwischen dem Energiebedarf im Haushalt, dem Laden von E-Fahrzeugen zu Hause und der Stromerzeugung durch Photovoltaik (PV) mit Hilfe eines Wahrscheinlichkeitsmodells. Die Untersuchung zeigt einerseits die zunehmende Spitzenlast, die durch das Laden der E-Fahrzeuge verursacht wird, andererseits die Zeitverschiebung zwischen dem Laden der E-Fahrzeuge und der PV-Erzeugung. Diese Zeitverschiebung basiert auf der Tatsache, dass die PV-Erzeugung und die daraus resultierende Spitze tagsüber verfügbar sind, während die durch das Laden zu Hause verursachte Spitze abends auftritt. Um diese Verschiebung zu verringern und dadurch den Eigenverbrauchsanteil der Photovoltaik zu erhöhen, ist eine Änderung im Nutzerverhalten der EV-Fahrer oder die Anwendung von Lastmanagement-Maßnahmen notwendig. Su et al. [17] demonstrieren beispielsweise die zeitliche Überlagerung der PV-Erzeugung mit Ladevorgängen, welche am Arbeitsplatz durchgeführt werden. Gnann et al. [15] vergleichen die Lastverläufe für Laden zu Hause, am Arbeitsplatz, im Rahmen gewerblicher Tätigkeiten, sowie an öffentlichen Orten. Aus den Analysen geht hervor, dass zur Verbesserung der Nutzung der PV-Erzeugung die Ladevorgänge überwiegend am Arbeitsplatz und im Rahmen gewerblicher Tätigkeiten stattfinden sollen. Zudem wird die Reduktion der Lastspitzen der Photovoltaik durch gesteuertes Laden demonstriert. Neben dem Vorhandensein der notwendigen Ladeinfrastruktur (z.B. für das Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz) ist zudem das Nutzerverhalten der EV-Fahrer ausschlaggebend für den Lastverlauf der E-Mobilität [15, 33]. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit der Ermittlung von Lastverschiebungspotenzialen [15, 18]. Neben den bereits beschriebenen Referenzen Gnann et al. [15] und Su et al. [17], kommen auch Babrowski et al. [18] zu dem Schluss, dass das größte Potenzial zur direkten

Nutzung der PV-Erzeugung für ein gesteuertes Laden am Arbeitsplatz liegt. Neben der Reduktion der PV-Einspeisespitzen, führt gesteuertes Laden zur Möglichkeit der Integration höherer Durchdringungen von E-Mobilität sowie Photovoltaik im elektrischen Netz [16]. Zudem steigt entsprechend Munkhammer et al. [19] der Eigenverbrauchsanteil, also jener Anteil der von der PV-Erzeugung direkt verbraucht werden kann, durch die Nutzung von gesteuertem Laden an.

2.4 Forschungsfrage und Ziele der Arbeit

Elektrische Energieversorgungssysteme besitzen je nach Spannungsebene, Versorgungssicherheit, Lastdichte (Summe aller Lasten bezogen auf die Fläche), topografischen Gegebenheiten usw. unterschiedlichste Netztopologien und Modifikationen. In Abhängigkeit dieser Faktoren ergeben sich unterschiedliche Problemstellungen durch die Integration von E-Mobilität in Kombination mit erneuerbaren Energien.

Wie die Ergebnisse der durchgeführten Studien und Untersuchungen, hinsichtlich Auswirkungen zukünftiger E-Mobilität, zeigen, hängen die dargestellten Ergebnisse von zahlreichen Faktoren ab. Zu diesen Faktoren zählen beispielsweise das betrachtete Netz, der gewählte Durchdringungsgrad der E-Mobilität, die Annahmen hinsichtlich der Modellierung des Ladebedarfs der E-Mobilität, die Ladeinfrastruktur sowie mögliche Lademanagementsysteme bzw. Optimierungsansätze. Bei der Modellierung des Ladebedarfs ist neben der Datengrundlage vor allem die Berücksichtigung des Ortes an dem geladen werden soll (Arbeit vs. zu Hause) aufgrund des zeitlichen Auftretens der Ladevorgänge von großer Bedeutung. Zudem wird die Netzanalyse von der Netztopologie, der gewählten Spannungsebene, netztechnischen Parametern (Leitungen, Transformatoren, ...), Netzreserven usw. beeinflusst. Aufgrund der unterschiedlichsten Ansätze zur Modellierung des zukünftigen Ladebedarfs sowie der Vielfalt an elektrischen Netzen, ist es daher nur schwer möglich einen direkten Vergleich der Studien und Untersuchungen durchzuführen. Im Rahmen der Literaturrecherche konnten jedoch anhand der getroffenen Schlussfolgerungen keine Widersprüche aufgezeigt werden. Je nach Netz und dessen Reserven, sind die Auswirkungen der E-Mobilität, wie Abnahme der Spannung am Netzknoten, Erhöhung der Auslastung der Betriebsmittel und der Anstieg der Zuverlässigkeitsindikatoren mehr oder weniger ausgeprägt.

Die vorgestellten Literaturstellen analysieren einzelne Tage, Wochen oder Monate, geben jedoch keine Auskunft über den Jahresverlauf des auftretenden Leistungsbedarfs der E-Mobilität und dessen Auswirkungen auf das elektrische Netz. Um den tatsächlichen Ausbaugrad eines elektrischen Netzes zu ermitteln, ist neben der Anzahl der Überlastungen und der betroffenen Betriebsmittel auch die Dauer der Überlastungen bzw. die Häufigkeit

dieser von Interesse. Diese Informationen sind entscheidend ob beispielsweise mit einem Austausch eines elektrischen Betriebsmittels (Transformator oder Leitung) zu rechnen ist oder ob eine Abriegelung bzw. Lastmanagementplan (Schaffung von Anreizmodellen wann geladen werden sollte) ausreichend sein kann. Dies bedeutet, findet eine Überlastung lediglich an einzelnen Tagen für eine kurze Zeit statt, ist es eventuell ausreichend redundante Infrastruktur zu nutzen, auf einen Speicher zurückzugreifen oder Demand-Side Maßnahmen, wie gesteuertes Laden, vorzusehen. Hierzu sind Lastflussberechnungen mit zeitlich aufgelösten Jahreslast- und Jahreserzeugungsprofilen erforderlich. Wie in der Literatur bereits festgestellt, besitzt die Erhöhung der Ladeleistung in Niederspannungsnetzen einen hohen Einfluss auf die Anzahl der überlasteten Betriebsmittel sowie der Überschreitung der Grenzwerte. Aufgrund der hohen Anzahl der Ladevorgänge, welche sich in Summe auf der Mittelspannungsebene ergeben, können die Ergebnisse der Niederspannungsebene nicht einfach auf die Mittelspannungsebene umgelegt werden. Deshalb ist eine ausführliche Analyse der Auswirkungen einer steigenden Ladeleistung auf das Mittelspannungsnetz erforderlich. Neben der Analyse der Auswirkungen der E-Mobilität auf ein Mittelspannungsnetz gilt es zudem den Einfluss von Ladestrategien zur Vermeidung von Überlastungen zu analysieren. Welchen Beitrag können Lademanagementsysteme zur Reduktion der Überlastung beitragen bzw. was dies für einen zukünftigen Netzausbau bedeutet.

Neben der Integration zukünftiger E-Mobilität spielt auch der zu integrierende erneuerbare Energieträger (beispielsweise Photovoltaik, Wind oder Biomasse) eine bedeutende Rolle für das elektrische Energieversorgungsnetz. Wie anhand der Literaturrecherche aufgezeigt, entstehen durch die Versorgung der E-Mobilität mittels Photovoltaik unterschiedliche Herausforderungen. Eine wichtige Rolle spielt hierbei die Differenz zwischen dem zeitlichen Auftreten des Ladebedarfs und der PV-Erzeugung. Wie die Erhebung der Potentiale zur direkten Versorgung der E-Mobilität mittels PV-Erzeugung zeigt, wird diese zeitliche Differenz vor allem vom Mobilitätsverhalten und der vorhandenen Infrastruktur (Laden zu Hause vs. Laden in der Arbeit) beeinflusst. Um die Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der PV-Erzeugung ausreichend analysieren zu können, ist die Definition unterschiedlicher Mobilitätsverhalten, welche im Rahmen der Ermittlung des Ladebedarfs herangezogen werden, notwendig. Es gilt zu ermitteln unter welchen Bedingungen die aufgezeigten Potentiale bestmöglich genutzt werden können. Aufgrund der fluktuierenden PV-Erzeugung (Jahres- und Tagesschwankungen) ist außerdem, zur Ermittlung der Auswirkungen und Synergien zwischen E-Mobilität und PV-Erzeugung, eine Untersuchung mit Jahreslast- und Jahreserzeugungsprofilen von großer Bedeutung. Obwohl eine Vielzahl an Ergebnissen bezüglich Wechselwirkungen zwischen PV-Erzeugung in Verbindung mit ungesteuertem und gesteuertem Laden vorhanden sind, besteht hinsichtlich der Auswirkungen dieser Wechselwirkungen auf Mittelspannungsnetze noch ein Forschungsbedarf.

Trotz der Vielzahl der bereits getätigten Forschungsarbeiten im Bereich E-Mobilität und der Versorgung mittels Photovoltaik besteht ein Forschungsbedarf im Bereich zeitlich aufgelöster Lastflussberechnungen für eine Simulationsdauer von einem Jahr. Zudem ergeben sich Fragestellungen, welche bereits auf der Niederspannung ausreichend analysiert wurden, jedoch aufgrund der Vielfalt der elektrischen Netze nicht direkt auf die Mittelspannungsebene umgelegt werden können. Daher soll im Rahmen der folgenden Forschungsfrage ein Modell entwickelt werden, welches leicht auf andere Mittelspannungsnetze sowie Energieträger (Wind, Kombination Wind und Photovoltaik, usw.) angewendet werden kann:

Welche Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen eines städtischen Verteilernetzes bei unterschiedlichen Nutzerverhalten von EV-Fahrern können aufgezeigt werden, umso eine Entscheidungshilfe für zukünftige Netzplanungsaktivitäten zu geben?

Zur Beantwortung der Forschungsfrage soll ein Simulationsmodell für ein Verteilernetz zur Ermittlung von Synergieeffekten zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen anhand netz- und energietechnischer Betrachtungen entwickelt werden. Das Hauptziel ist, anhand einer Case-Study für die Stadt Leoben (Steiermark, Österreich), eine Methodik zu entwickeln, mit jener einerseits Simulationen mit zeitlich aufgelösten Jahreslast- und Jahreserzeugungsprofilen (z.B. 15-Minuten-Leistungswerte) möglich sind und welche andererseits leicht auf alternative elektrische Netze sowie unterschiedliche Zukunftsszenarien angepasst werden kann. Zudem werden basierend auf der Forschungsfrage die folgenden Teilziele festgelegt:

- Entwicklung eines zellbasierten Netzmodells für ein städtisches Verteilernetz der Mittelspannungsebene
- Entwicklung von synthetischen Ladelastprofilen für die E-Mobilität unter Berücksichtigung unterschiedlicher Nutzerverhalten
- Netztechnische Betrachtung zur Ermittlung von Synergieeffekten zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen basierend auf der Netzbelastung
- Energietechnische Betrachtung zur Ermittlung von Synergieeffekten hinsichtlich der Deckung des Energiebedarfs der E-Mobilität durch die Nutzung von PV-Potenzialen

2.5 Veröffentlichungen

Im Rahmen der Beantwortung der Forschungsfrage dieser Arbeit entstanden neben dieser Dissertation weitere Veröffentlichungen. Zu den relevantesten Veröffentlichungen, aus denen auch ein großer Teil des Inhalts in dieser Dissertation zu finden ist, zählen:

- Vopava, J.; Bergmann, U.; Kienberger, T. Synergies between e-Mobility and Photovoltaic Potentials—A Case Study on an Urban Medium Voltage Grid. *Energies* 2020, 13, 3795, doi:10.3390/en13153795
- Vopava, J.; Koczwara, C.; Traupmann, A.; Kienberger, T. Investigating the Impact of e-Mobility on the Electrical Power Grid Using a Simplified Grid Modelling Approach. *Energies* 2020, 13, 39, doi:10.3390/en13010039
- Vopava, J.; Thomas, K. Case Study -Einfluss von E-Mobilität auf ein elektrisches Verteilnetz mit einem Neuartigen Modellierungsansatz. 16. Symposium Energieinnovation, 2020.
- Traupmann, A.; Vopava, J.; Kienberger, T. Wirk- und blindleistungsgenaue Modellierung von reduzierten Netzen im zellularen Ansatz. 11. Internationale Energiewirtschaftstagung, 2019.

Eine Reihe weiterer Veröffentlichungen beinhaltet vor allem Zwischenergebnisse, welche im Rahmen der Entwicklung der Methodik entstanden sind und nur zu geringen Teilen in der vorliegenden Arbeit aufgegriffen wurden.

- Vopava, J.; Kienberger, T. Impact of increasing electric mobility on a distribution grid at the medium voltage level. 2nd E-Mobility Power System Integration 2018.
- Vopava, J.; Sejkora, C.; Thormann, B.; Kienberger, T. Nachhaltige Versorgung regionaler Elektromobilität aus regionalen erneuerbaren Ressourcen. WING-Business 2018, 20–24.
- Vopava, J.; Thormann, B.; Kienberger, T. Development of a model for power grids based on the cellular approach for an optimum integration of electric charging infrastructure. 1st E-Mobility Power System Integration, 2017.
- Vopava, J.; Böckl, B.; Kriechbaum, L.; Kienberger, T. Anwendung zellulärer Ansätze bei der Gestaltung zukünftiger Energieverbundsysteme. *Elektrotech. Inftech.* 2017, 134, 238–245, doi:10.1007/s00502-017-0501-7.
- Kienberger, T.; Hammer, A.; Vopava, J.; Thormann, B.; Kriechbaum, L.; Sejkora, C.; Hermann, R.; Watschka, K.; Bergmann, U.; Frewein, M.; Koß, J.; Brandl, H.; Vogel, J.; Moser, S.; Baresch, M.; De Bruyn, K.; Braunstein, R.; Freitag, C.; Peyreder, M., Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Move2Grid - Final

Report. Umsetzung regionaler Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung, 2019, Wien, Österreich.

- Thormann, B.; Vopava, J.; Kienberger, T. Auswirkungen einphasiger Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen auf städtische Niederspannungsnetze. 15. Symposium Energieinnovation 2018.
- Kriechbaum, L.; Böckl, B.; Vopava, J.; Kienberger, T. SmartExergy – Primary Energy Efficient and Hybrid Grid Solutions for Municipal Energy Supply Systems. In NEIS Conference 2016; Schulz, D., Ed.; Springer Fachmedien Wiesbaden: Wiesbaden, 2017; pp 133–139, ISBN 978-3-658-15028-0.
- Böckl, B.; Kriechbaum, L.; Vopava, J.; Kienberger, T. Eigenverbrauchssteigerung von Regionen: Sind Flexibilitätsoptionen bereits notwendig? Tagungsband Forum Economy 2016.
- Böckl, B.; Vopava, J.; Kriechbaum, L.; Kienberger, T. Limitations of integrating photovoltaic energy into municipal grids excluding and including storage systems. 6th Solar Integration Workshop, 2016.

3 THEORETISCHER HINTERGRUND

Zum besseren Verständnis werden im nachfolgenden Kapitel die für diese Arbeit relevanten Grundlagen des elektrischen Netzes vorgestellt. Anschließend erfolgt die Beschreibung des theoretischen Hintergrundes der notwendigen Lastflussberechnungen sowie der Modellierung zeitlich aufgelöster Last- und Erzeugungsprofile, welche zur Umsetzung der Case-Study erforderlich sind. Abschließend wird die Basis auf welcher das Netzmodell entwickelt wird, der am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik entwickelte und verwendete zellulare Ansatz, vorgestellt.

3.1 Elektrisches Energieversorgungsnetz

Die Aufgabe von elektrischen Energieversorgungsnetzen ist der Transport elektrischer Energie von Erzeugern bzw. Kraftwerken zu den Verbrauchern. Somit besteht das Energieversorgungsnetz aus Übertragungsgliedern (wie Kabeln, Freileitungen und Transformatoren) sowie aus Erzeugern (Generatoren) und Verbrauchern. [58, 59]

Um die Verluste während des Energietransports möglichst gering zu halten, besteht das elektrische Versorgungsnetz aus unterschiedlichen Spannungsebenen, welche über Transformatoren miteinander gekoppelt sind. Neben der Unterscheidung der Spannungsebene werden die Netze auch nach Art der jeweiligen Aufgabenstellung in Transport-, Übertragungs- und Verteilernetze unterteilt. [58, 59] Tabelle 3-1 dient der Kategorisierung der Energieversorgungsnetze nach deren Aufgabenstellung sowie deren Zuordnung der Spannungsebenen bzw. Betriebsspannungen entsprechend dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 [60].

Tabelle 3-1: Einteilung der Netze nach deren Aufgabenstellung und Zuordnung der Spannungsebenen bzw. Betriebsspannungen entsprechend dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 [60]

Netzart	Spannungsebene	Betriebsspannung [60]
Transportnetz	Höchstspannung	380 kV und 220 kV
Übertragungsnetz	Hochspannung (HS)	110 kV bzw. Anlagen zwischen 36 kV und 220 kV
Verteilernetz	Mittelspannung (MS)	1 kV bis 36 kV
	Niederspannung (NS)	< 1kV

In die Transportnetze wird der Großteil der elektrisch erzeugten Energie eingespeist und überregional an die Übertragungsnetze verteilt. Anschließend wird die elektrische Energie über das Übertragungsnetz regional an die Verteilernetze sowie an Sondervertragskunden transportiert. Die Verteilernetze übernehmen die lokale Verteilung vom Mittelspannungsnetz

bis hin in das Niederspannungsnetz und somit zum Endverbraucher. In klassischen Übertragungs- und Verteilernetzen fließt die elektrische Energie von der höheren in die niedrigere Spannungsebene. Aufgrund des steigenden Zuwachses dezentraler Erzeugeranlagen, wie beispielsweise durch Windkraft- oder Photovoltaik-Anlagen die in der Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsebene des Verteilernetzes angeschlossen werden, kann sich die Richtung des Lastflusses der elektrischen Energie jedoch umkehren. [58, 59]

3.1.1 Netztopologie

Je nach Spannungsebene, Versorgungssicherheit, Lastdichte, topografischen Gegebenheiten usw. besitzen elektrische Energieversorgungsnetze unterschiedlichste Topologien. Dabei wird prinzipiell zwischen drei Grundtypen unterschieden: Strahlen-, Ring- und Maschennetz. [59]

Strahlennetze werden bei niedriger Lastdichte, wie sie beispielweise in der Niederspannungsebene in ländlichen Gebieten auftreten können, bevorzugt. Wie in Abbildung 3-1a dargestellt, bestehen Strahlennetze aus einer Reihe verzweigter Leitungen, die aus einer gemeinsamen Netzstation versorgt werden. Dem Nachteil der geringen Versorgungssicherheit, kann durch den Einsatz von Notstromaggregaten oder durch Verbindungsleitungen zu anderen Netzen, welche im Fehlerfall geschlossen werden, entgegengewirkt werden. [59, 61]

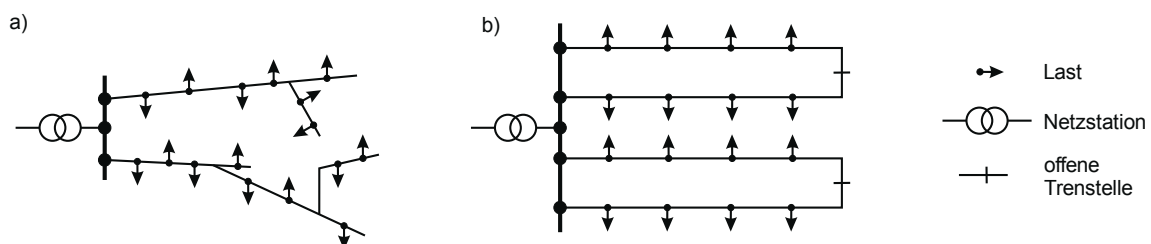


Abbildung 3-1: Netztopologie (a) Strahlennetz (b) Ringnetz mit offenen Trennstellen

Ringnetze werden hauptsächlich in Niederspannungsnetzen, Mittelspannungsnetzen sowie in 110 kV Netzen, die mehrere Umspannwerke versorgen, eingesetzt. Ringnetze werden im normalen Netzbetrieb durch Öffnen einer Trennstelle, welche sich in der Mitte der Ringleitung befindet, oft als Strahlennetz betrieben, siehe Abbildung 3-1b. Die in Abbildung 3-2a dargestellte verzweigte Ringstruktur stellt mit geschlossenen Trennstellen eine Zwischenform zwischen Ringnetz und Maschennetz dar. [59, 61]

Maschennetze setzen hohe Lastdichten voraus und kommen daher erst in höheren Spannungsebenen zum Einsatz. Wie in Abbildung 3-2b zu sehen, besitzen Maschennetze viele Maschen und werden über mehrere Netzstationen versorgt. Bei einer geringen Anzahl an Maschen wird auch von vermaschten Netzen gesprochen. [59, 61]

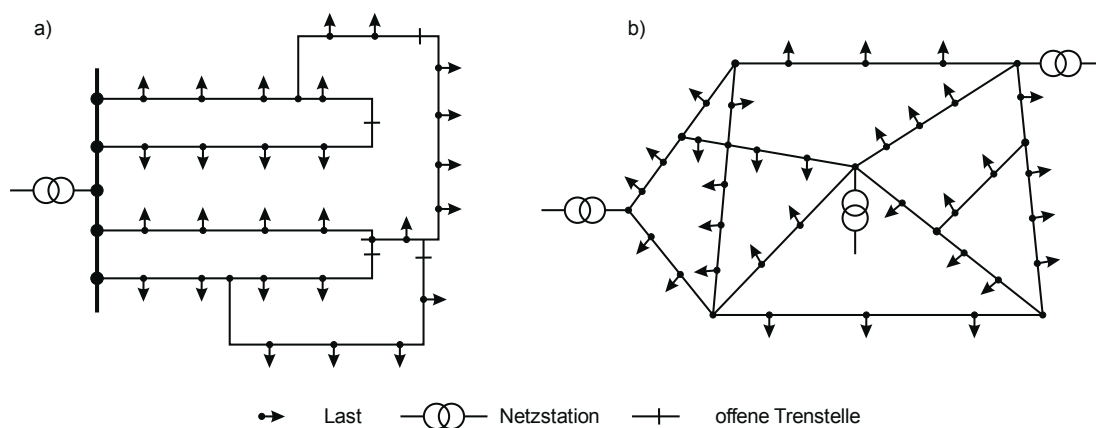


Abbildung 3-2: Netztopologie (a) verzweigte Ringstruktur mit offenen Trennstellen (b) Maschennetz

Da mit zunehmender Lastdichte die Komplexität der Netztopologie steigt, kommen die Grundtopologien in nachstehender Reihenfolge zum Einsatz: Strahlennetze, Ringnetze, einfach und mehrfach gespeiste sowie einsträngig und mehrsträngig versorgte Maschennetze. [59]

3.1.2 Leitungen

Der Begriff Leitungen wird als Überbegriff für Freileitungen und Kabel verwendet. Sie dienen dem Transport elektrischer Energie und bestehen mindestens aus einem Hin- und Rückleiter. Als Rückleiter kann auch das Erdreich dienen. Für elektrisch kurze Leitungen können die Leitungsparameter als diskrete Elemente im Ersatzschaltbild, siehe Abbildung 3-3, angegeben werden, während für elektrisch lange Leitungen, diese Parameter als kontinuierlich über die Leitungslänge verteilt angesehen werden müssen. Als elektrisch kurze Leitungen gelten in der Energietechnik Freileitungen bzw. Kabel, welche bei einer Frequenz von 50 Hz eine Länge von 100 km bzw. 50 km nicht überschreiten. [58, 59, 61] Da im Rahmen dieser Arbeit alle im elektrischen Netz vorhandenen Leitungen elektrisch kurzen Leitungen entsprechen, wird auf die komplexe Betrachtung über differentielle Ansätze für elektrisch lange Leitungen nicht näher eingegangen.

Elektrisch kurze Leitungen lassen sich als Zweitor mit diskreten Elementen mittels π -Ersatzschaltbild beschreiben. Das π -Ersatzschaltbild ist in Abbildung 3-3 dargestellt, wobei die Leitungsparameter auf die Leitungslänge bezogen sind. Die Leitungsparameter werden zudem meist als Leitungsbeläge bezeichnet. [58, 59, 61]

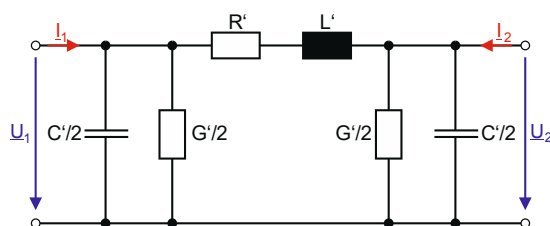


Abbildung 3-3: Ersatzschaltbild Leitung elektrisch kurze Leitung: π -Ersatzschaltbild [61]

Neben dem Leitungsbelag R' , der die ohmschen Widerstände der Leiter beschreibt, wird der magnetische Fluss der Leiterschleife als L' und das elektrische Feld, welches sich zwischen Hin- und Rückleiter aufbaut als C' , berücksichtigt. Des Weiteren werden mit Hilfe des Leitwertes G' Ableitungsverluste durch Corona und Kriechströme entlang der Isolatorflächen nachgebildet. Bei mehrdrähtigen Leitungen, wie beispielsweise Drehstromleitungen, oder parallel geführten Leitungen können zudem Koppelinduktivitäten oder –kapazitäten auftreten. [59, 61]

3.2 Lastflussberechnung

Zur Analyse, Planung und Betriebsführung von elektrischen Energieversorgungssystemen müssen diese hinsichtlich deren Belastung im Normalbetrieb sowie im Fehlerfall untersucht werden. Während im Normalbetrieb die Aufteilung der Lastflüsse auf die Betriebsmittel im Vordergrund steht, sind im Fehlerfall vor allem die Kurzschlussströme von Interesse. [58] Aufgrund der Komplexität und Größe heutiger Energieversorgungssysteme, zählen kommerziell erhältliche Netzberechnungsprogramme, wie beispielsweise NEPLAN® [62], DiGSILENT® [63] und PSS SINCAL® [64], zu den Standardwerkzeugen der modernen Netzplanung und stellen verschiedene Berechnungsverfahren zur Verfügung. Neben der Durchführung von Lastflussberechnungen zur Ermittlung der Belastung der einzelnen Betriebsmittel und Kurzschlussberechnungen, gibt es Möglichkeiten, in Abhängigkeit des Netzberechnungsprogrammes, entweder direkt oder indirekt (durch Module zum Grundpaket) auch Oberschwingungs-, Flicker- und Motorhochlaufanalysen durchzuführen. Ebenfalls sind optimierende Werkzeuge zur Dimensionierung und zur Ermittlung des Einsatzortes für Anlagen zur Blindleistungskompensation, zur Ermittlung der optimalen Lage der Trennstelle sowie zur Ermittlung der optimierte Schalthandlungen vorhanden. [65]

Mit Hilfe der **Lastflussberechnung** werden anhand vorgegebener Einspeiseleistungen und Verbraucherlasten die Spannungen und Ströme, Wirk- und Blindleistungslastflüsse sowie die Netzverluste und der Blindleistungsbedarf unter stationären Bedingungen berechnet. Bei der Lastflussberechnung wird vorausgesetzt, dass das Netz symmetrisch aufgebaut ist, die Einspeisungen und Abnahmen symmetrisch erfolgen und kein Fehler im Netz auftritt. Somit können die Gleichungen auf das Mitsystem reduziert und die zugehörigen Einlinienersatzschaltbilder verwendet werden. Als Vereinfachung wird der Index 1 des Mitsystem in den nachfolgenden Gleichungen vernachlässigt. [66]

Zur Durchführung von Lastflussberechnungen werden zunächst sämtliche Knoten des zu berechnenden Netzmodells definiert. Nach Art der Belastung, werden die Knoten in Last- oder Verbraucherknotten und Einspeise- oder Generatorknotten eingeteilt. Jeder Knoten wird durch vier Größen gekennzeichnet: Wirkleistung P , Blindleistung Q , Spannungsbetrag $|\underline{U}|$ und Phasenwinkel δ der Spannung, wobei je nach Knotentyp, immer zwei Größen bekannt und

zwei unbekannt sind. Zudem muss ein Bilanz- oder Slack-Knoten festgelegt werden, an dem die Spannung und der Phasenwinkel vorgegeben werden. An diesem stellt sich für die Wirk- und Blindleistung unter Berücksichtigung aller im Netz vorhandenen eingespeisten und abgenommenen Leistungen sowie der Netzverluste und des Blindleistungsbedarfs der Betriebsmittel ein Gleichgewicht ein. Eine Gegenüberstellung der gegebenen und gesuchten Größen in Abhängigkeit vom Knotentyp ist in Tabelle 3-2 veranschaulicht. [59, 66, 67]

Tabelle 3-2: Einteilung der Knoten für die Lastflussberechnung inklusive Darstellung der gegebenen und gesuchten Größen

Knotentyp	Größe		Anmerkung
	gegeben	gesucht	
Slack- oder Bilanzknoten	$ \underline{U} , \delta = 0$	P, Q	Meist wird Netzeinspeisung oder leistungsstärkstes Kraftwerk als Slack-Knoten definiert
Last- oder Verbraucher- bzw. P-Q-Knoten	P, Q	$ \underline{U} , \delta$	P und Q werden durch Lasten festgelegt Ausnahme: Einspeisungen die durch P und Q definiert sind werden ebenfalls Lastknoten zugeordnet und mit umgekehrten Vorzeichen in Lastflussberechnung berücksichtigt (selten)
Einspeise- oder Generator- bzw. P-U-Knoten	P, $ \underline{U} $	Q, δ	z.B. Kraftwerke, bei denen P und U geregelt werden

In eigener Darstellung nach [59, 66, 67]

Prinzipiell wird zwischen dem Knotenpunkt- und dem Newtonverfahren unterschieden. Beim Knotenpunktverfahren werden die Strombilanzen und beim Newtonverfahren die Leistungsbilanzen an jedem Knoten gebildet. Je nach Literaturstelle wird das Knotenpunktverfahren [67] auch als Stromiteration [58] bezeichnet. Beide Verfahren basieren auf den Ersatzschaltungen der Betriebsmittel und den Kirchhoffschen Gesetzen. [66, 67]

Ausgangspunkt beider Verfahren sind die Strombilanzen an jedem Knoten, wobei das Gleichungssystem auf den Knotenspannungen des Mitsystems basiert: [67]

$$\begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & \underline{y}_{12} & \cdots & \underline{y}_{1i} & \cdots & \underline{y}_{1N} \\ \underline{y}_{21} & \underline{y}_{22} & \cdots & \underline{y}_{2i} & \cdots & \underline{y}_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \underline{y}_{i1} & \underline{y}_{i2} & \cdots & \underline{y}_{ii} & \cdots & \underline{y}_{iN} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{y}_{N1} & \underline{y}_{N2} & \cdots & \underline{y}_{Ni} & \cdots & \underline{y}_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_N \end{bmatrix} \quad (3-1)$$

oder

$$\underline{Y} \cdot \underline{u} = \underline{i} \quad (3-2)$$

wobei die Koeffizientenmatrix \underline{Y} die Knotenadmittanzmatrix des Netzes ist. Diese beinhaltet die Admittanzen des Netzes und kann ohne topologische Hilfsmittel einfach aus dem Netzplan aufgestellt werden. Besteht zwischen zwei Knoten keine Verbindung, so wird das entsprechende Element in der Knotenadmittanzmatrix Null. Dies bedeutet, dass die Anzahl der Nichtdiagonalelemente einer Zeile bzw. Spalte der Knotenadmittanzmatrix der Anzahl der Leitungen entspricht, welche vom entsprechenden Knoten abgehen. Daher ist die Knotenadmittanzmatrix bei großen Netzen zwangsläufig schwach besetzt. Die Berechnung aller weiteren Größen erfolgt durch die Nutzung der Ersatzschaltbilder der im Netz vorhandenen passiven und aktiven Betriebsmittel in Kombination mit dem Knotenspannungsvektor. Zur Vermeidung von zusätzlichen Knoten und somit zur Erhöhung der Ordnung des Gleichungssystems ist es ratsam, einerseits für passive Betriebsmittel (Leitungen und Transformatoren) die π -Ersatzschaltbilder anstelle von T-Ersatzschaltbilder zu nutzen und andererseits aktive Betriebsmitteln (Generatoren, Motoren und Ersatznetzen durch Stromquellen-Ersatzschaltbilder anstelle von Spannungsquellen-Ersatzschaltbilder darzustellen. [67]

Bei der Vernachlässigung der Queradmittanzen (Leitungskapazitäten und Transformatormagnetisierungsströme) ist die Knotenadmittanzmatrix singulär, wodurch die Gleichung (3-1) nicht mehr nach den Knotenspannungen aufgelöst werden kann. Durch Definition des Slack-Knoten (Vorgabe einer Spannung), kann die Ordnung des Gleichungssystems um eins reduziert werden und ist somit lösbar. Wird der N-te Knoten als Slack-Knoten definiert ergibt sich für Gleichung (3-1) folgendes: [67]

$$\begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & \underline{y}_{12} & \dots & \underline{y}_{1i} & \dots & \underline{y}_{1,N-1} \\ \underline{y}_{21} & \underline{y}_{22} & \dots & \underline{y}_{2i} & \dots & \underline{y}_{2,N-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \dots & \vdots \\ \underline{y}_{i1} & \underline{y}_{i2} & \dots & \underline{y}_{ii} & \dots & \underline{y}_{i,N-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \dots & \vdots \\ \underline{y}_{N-1,1} & \underline{y}_{N-1,2} & \dots & \underline{y}_{N-1,i} & \dots & \underline{y}_{N-1,N-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_j \\ \vdots \\ \underline{U}_{N-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_j \\ \vdots \\ \underline{I}_{N-1} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{y}_{1N} \\ \underline{y}_{2N} \\ \vdots \\ \underline{y}_{iN} \\ \vdots \\ \underline{y}_{N-1,N} \end{bmatrix} \cdot \underline{U}_N \quad (3-3)$$

Knotenpunktverfahren

Für den Fall, dass die Knotenspannungen bekannt sind, können alle Zweigströme, Leistungsflüsse, Netzverluste und der Blindleistungsbedarf des Netzes berechnet werden. Die Knotenströme sind entweder gegeben oder werden für den folgenden Iterationsschritt aus den gegebenen Knotenleistungen mit den aktuellen Näherungswerten für die Knotenspannungen berechnet: [67]

$$\underline{I}_j = \frac{S_j^*(U_j)}{3 \cdot \underline{U}_j^*} = \frac{P_j(U_j) - jQ_j(U_j)}{3 \cdot \underline{U}_j^2} \cdot \underline{U}_j \quad (3-4)$$

Werden die Lastadmittanzen \underline{Y}_{Li} mit den Startwerten der Spannungen $\underline{U}_j^{(0)}$ nach Gleichung (3-5) berechnet und diese in die Diagonale der Knotenadmittanzmatrix eingebaut, kann die iterative Lösung der Gleichung (3-3) und (3-4) beschleunigt werden: [67]

$$\underline{Y}_{Li} = \frac{P_i(U_i^{(0)}) - jQ_i(U_i^{(0)})}{3 \cdot (U_i^{(0)})^2} \cdot \underline{U}_j \quad (3-5)$$

Auf der rechten Seite des Stromvektors der Gleichung (3-3) steht somit nur noch die Stromänderung: [67]

$$\Delta \underline{I}_j = \frac{\underline{S}_j^*(U_j)}{3 \cdot \underline{U}_j^*} - \underline{Y}_{Li} \cdot \underline{U}_j = \left[\frac{P_{i0} \left(\frac{U_i}{U_{i0}}\right)^{p_i} - jQ_i \left(\frac{U_i}{U_{i0}}\right)^{q_i}}{P_{i0} - jQ_{i0}} \cdot \left(\frac{U_{i0}}{U_i}\right)^2 - 1 \right] \underline{Y}_{Li} \cdot \underline{U}_j \quad (3-6)$$

Für die Lösung der Gleichungen (3-3) und (3-4) des Knotenpunktverfahrens findet abschließend die Anwendung des Jacobi-Verfahrens (Gesamtschrittverfahrens) oder des Gauß-Seidel-Verfahrens (Einzelschrittverfahrens) statt.

Newton-Raphson-Verfahren

Das Newton- oder auch Newton-Raphson-Verfahren basiert auf der Leistungsbilanz der Netzknoten. Diese Leistungsbilanz ergibt sich aus der komplex konjugierten Form der Stromgleichung des Knotenpunktverfahrens (Gleichung (3-2)) und anschließender Multiplikation mit dem Faktor 3 sowie einer Multiplikation der Diagonalmatrix \underline{U} von links: [67]

$$\underbrace{3 \cdot \underline{U} \cdot \underline{Y}^* \cdot \underline{u}^*}_{\text{in den Netzzweigen transportierte bzw. umgesetzte Leistungen}} = 3 \cdot \underline{U} \cdot \underline{i}^* = \underline{s} = \underbrace{(\underline{p} + j \cdot \underline{q})}_{\text{vorgegebene Knotenleistungen}} \quad (3-7)$$

Zur Anwendung des Newton-Raphson-Verfahrens wird das Gleichungssystem so umgestellt, dass auf der rechten Seite ein Nullvektor steht: [67]

$$3 \cdot \underline{U} \cdot \underline{Y}^* \cdot \underline{u}^* - (\underline{p} + j \cdot \underline{q}) = \Delta \underline{p} + j \cdot \Delta \underline{q} = \underline{o} + j \cdot \underline{o} \quad (3-8)$$

Dies ermöglicht die Anwendung der Nullstellenbestimmung auf den Real- und Imaginärteil:

$$\text{Re}\{3 \cdot \underline{U} \cdot \underline{Y}^* \cdot \underline{u}^*\} - \underline{p} = \bar{\underline{p}} - \underline{p} = \Delta \underline{p} = \underline{o} \quad (3-9)$$

$$\text{Im}\{3 \cdot \underline{U} \cdot \underline{Y}^* \cdot \underline{u}^*\} - \underline{q} = \bar{\underline{q}} - \underline{q} = \Delta \underline{q} = \underline{o} \quad (3-10)$$

Anschließend erfolgt die Linearisierung der Gleichungen (3-9) und (3-10) durch eine nach dem ersten Glied abgebrochene Taylor-Entwicklung für jeden Iterationsschritt v : [67]

$$\left(\frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \mathbf{x}}\right)_{(v)} \Delta \mathbf{x}_{(v+1)} + \Delta \mathbf{p}_{(v)} = \mathbf{o} \quad (3-11)$$

$$\left(\frac{\partial \Delta \mathbf{q}}{\partial \mathbf{x}}\right)_{(v)} \Delta \mathbf{x}_{(v+1)} + \Delta \mathbf{q}_{(v)} = \mathbf{o} \quad (3-12)$$

Durch umformen und zusammenfassen der Gleichungen (3-12) und (3-13) ergibt sich: [67]

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta \mathbf{p}}{\partial \mathbf{x}} \\ \frac{\partial \Delta \mathbf{q}}{\partial \mathbf{x}} \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}_{(v)}} \Delta \mathbf{x}_{(v+1)} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix}_{(v)} \Delta \mathbf{x}_{(v+1)} = - \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{p} \\ \Delta \mathbf{q} \end{bmatrix}_{(v)} \quad (3-13)$$

Wobei die Koeffizientenmatrix $\mathbf{J}_{(v)}$ als Jacobi-Matrix bezeichnet wird. Im Vergleich zur Knotenadmittanzmatrix des Knotenpunktverfahrens ist die Jacobi-Matrix abhängig vom Arbeitspunkt und muss in jedem Iterationsschritt neu gebildet werden. Aufgrund des Zusammenhangs zwischen Leistungs- und Stromgleichung ergibt sich auch für die Jacobi-Matrix eine schwache Besetzung. Daher ist eine topologische Steuerung der Eliminationsreihenfolge bei der Lösung der Gleichung (3-13) lohnenswert. [67]

Abschließend erfolgt die Gegenüberstellung des Knotenpunktverfahrens und des Newton-Raphson-Verfahrens anhand von Tabelle 3-3.

Tabelle 3-3: Vergleich Knotenpunktverfahren und Newton-Raphson-Verfahren

Knotenpunktverfahren	Newton-Raphson-Verfahren
Strombilanz	Leistungsbilanz
Einfacher Algorithmus	Jacobi-Matrix arbeitspunktabhängig
mehr Iterationsschritte (Iterationsschritte abhängig von Netzgröße)	Anzahl der Iterationen gering (3...6) (Iterationsschritte unabhängig von Netzgröße)
größerer Konvergenzradius	empfindlich gegen schlechte Startwerte
Einbeziehung von Generatorknoten umständlich	leichte Einbeziehung von Generatorknoten

In eigener Darstellung nach [67]

3.3 Last- und Erzeugungsprofile

3.3.1 Standardisierte Lastprofile

Standardisierte Lastprofile werden zur Modellierung von Lastverläufen herangezogen, wenn diese nicht gemessen oder berechnet werden können. Die Erstellung solcher Lastverläufe ist notwendig, da zur Ermittlung des Ausgleichsbedarfs von Bilanzgruppen Lastverläufe auf Viertelstundenebene notwendig sind. Hierfür stehen zwölf VDEW-Standardlastprofile [68] sowie zehn standardisierte Lastprofile der E-Control [69] für Verbraucher und zwei für Einspeiser zur Verfügung. [69]

VDEW-Standardlastprofile

Im Auftrag des „Verbands der Elektrizitätswirtschaft e.V.“ (VDEW) erstellte die brandenburgische Technische Universität Cottbus Standardlastprofile basierend auf vorhandenen Messungen. Bei der Auswertung der Messergebnisse galt es unterschiedliche Kundengruppen zu identifizieren um charakteristische Lastgänge bzw. Lastprofile abbilden zu können. Die definierten Kundengruppen unterscheiden zwischen drei Hauptkategorien: Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft, wobei das Gewerbe und die Landwirtschaft aus weiteren Unterkategorien bestehen. Alle im Rahmen der VDEW-Standardlastprofile festgelegten Kundengruppen können Tabelle 3-4 entnommen werden. [70] Nach einer Fusion des VDEWs mit drei weiteren Verbänden zum „Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft“ (BDEW) werden die VDEW-Standardlastprofile oftmals auch als BDEW-Standardlastprofile bezeichnet. [68]

Jedes Standardlastprofil unterscheidet zwischen den in Tabelle 3-5 definierten Jahreszeiten (Sommer, Übergang und Winter), sowie zwischen den Wochentagen (Werktag, Samstag und Sonntag), weshalb jedes Profil aus einer Matrix mit 9x96 Viertelstunden-Leistungswerten (15-Minuten-Leistungswerte) besteht. Während die Lastschwankungen bei Gewerbe- und Landwirtschaftskunden moderat sind, brauchen Haushaltskunden zusätzlich eine Dynamisierungsfunktion. Mit Hilfe der Dynamisierungsfunktion wird ein tagesspezifischer Korrekturfaktor ermittelt, welcher einer Polynomfunktion 4. Grades entspricht. [68, 70]

Tabelle 3-4: Kundengruppen der VDEW-Standardlastprofile

Lastprofil	Verbrauchertyp
H0	Haushalt
G0	Gewerbe allgemein
G1	Gewerbe werktags 8-18 Uhr (Büros, Schulen, Verwaltungseinrichtungen,...)
G2	Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
G3	Gewerbe durchlaufend (Kläranlagen, Trinkwasserpumpen, Kühlhäuser,...)
G4	Laden/Friseur
G5	Bäckerei mit Backstube
G6	Wochenendbetrieb (Sport- und Freizeiteinrichtungen, ...)
L0	Landwirtschaftsbetriebe (sofern keine Einteilung in L1 und L2)
L1	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs-Tierzucht
L2	Übrige Landwirtschaftsbetriebe

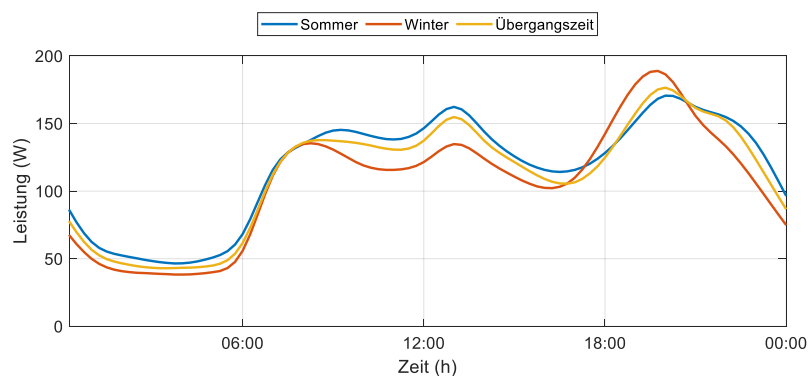
in eigener Darstellung nach [70]

Tabelle 3-5: Definition der Jahreszeiten der VDEW-Standardlastprofile

	Dauer	Anzahl der Tage im Jahr
Sommer	15.5. – 14.9	123
Übergang	21.3. – 14.5. und 15.9. – 31.10.	102
Winter	1.11. – 20.3.	140

in eigener Darstellung nach [70]

In Abbildung 3-4 wird das VDEW-Standardlastprofil H0 ohne Dynamisierung für einen Werktag und unterschiedliche Jahreszeiten zur Veranschaulichung dargestellt.

**Abbildung 3-4: VDEW-Standardlastprofil H0 ohne Dynamisierung für einen Werktag basierend auf [68, 70]**

Standardisierte Lastprofile E-Control

Die standardisierten Lastprofile der E-Control dienen zur Modellierung der Lastverläufe für die definierten Kundengruppen: kleine Einspeiser, unterbrechbare Lieferungen, Anlagen mit schaltbaren Lasten an einem gemeinsamen Zählpunkt, öffentliche Beleuchtung und Mobilfunkstationen. Während die VDEW-Standardlastprofile einheitlich nach Jahreszeit und Wochentag unterscheiden, ist dies bei den standardisierten Lastprofilen der E-Control von der Kundengruppe abhängig. Eine Übersicht aller Kundengruppen und deren Berücksichtigung von Jahreszeit und Wochentag sind Tabelle 3-6 zu entnehmen. [69]

Tabelle 3-6: Lastprofile der E-Control

Lastprofil	Verbrauchertyp	Unterscheidung
B1	Öffentliche Beleuchtung	Jahreszeit
E0	Einspeisung aus Wasserkraft, Windkraft- und Biogasanlagen	Keine
E1	Einspeisung aus Photovoltaikanlagen	Keine
G7	Mobilfunksendestationen	Keine
ULA	Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung	Keine
ULB	Warmwasserspeicher mit Tagnachladung	Keine
ULC	Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung	Jahreszeit
ULD	Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung	Jahreszeit
ULE	Mischanlage ohne Tagnachladung	Jahreszeit
ULF	Mischanlage mit Tagnachladung	Jahreszeit
HA	Allgemeine Anlage mit Warmwasserspeicher (H0 + ULA)	Jahreszeit + Wochentag
HF	Allgemeine Anlage mit Speicherheizung (H0 + ULF)	Jahreszeit + Wochentag

In eigener Darstellung nach [69]

In Abbildung 3-5 werden die Lastverläufe der Kundengruppe ULA und ULC dargestellt. Während ULA weder zwischen Jahreszeit noch zwischen Wochentag unterscheidet, ist es notwendig bei ULC die jahreszeitlichen Einflussfaktoren zu berücksichtigen.

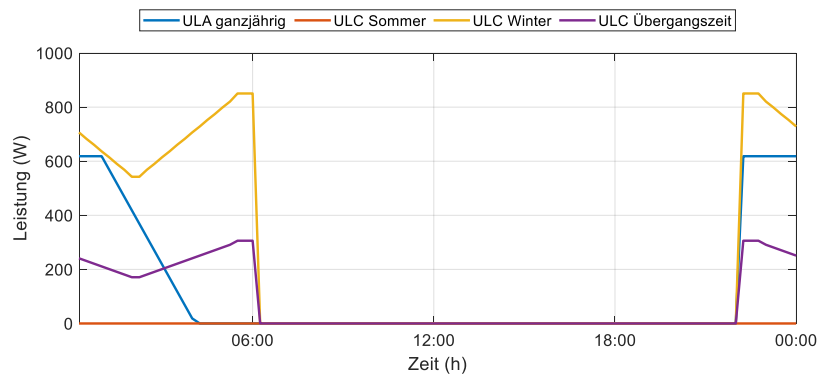


Abbildung 3-5: Standardisierte Lastprofile der E-Control ULA und ULC basierend auf [69]

Anwendung der standardisierten Lastprofile

Die VDEW-Standardlastprofile und die standardisierten Lastprofile der E-Control sind jeweils auf einen Jahresverbrauch/-produktion von 1.000 kWh normiert und gelten für Verbraucher/Erzeuger mit einem Jahresverbrauch/-produktion < 100.000 kWh oder einer installierten Leistung < 50 kW. [69] Für die Modellierung der Lastprofile ($P_{\text{Lastprofil}}$) wird der 15-Minuten-Leistungswert (P_{SLP}) der Matrizen mit dem Jahresenergieverbrauch (E_{Ver}) multipliziert und durch den normierten Jahresenergieverbrauch von 1.000 kWh dividiert: [70]

$$P_{\text{Lastprofil}} = P_{\text{SLP}} \cdot \frac{E_{\text{Ver}}}{1.000 \text{ kWh}} \quad (3-14)$$

Bei der Verwendung der VDEW-Standardlastprofile und der standardisierten Lastprofile der E-Control muss beachtet werden, dass der reale Lastverlauf für einzelne Kunden von den Verläufen, ermittelt aus diesen Profilen, stark abweichen kann. Wie der in Abbildung 3-6 dargestellte Vergleich einer zweiwöchigen Messung eines Niederspannungsnetzes zeigt, steigt die Genauigkeit des modellierten Lastverlaufs mittels standardisierten Lastprofilen mit der Anzahl der Verbraucher. Hierzu wurde eine Messung jeweils an einem Hausanschluss, einem Abgang sowie am Ortsnetztransformator durchgeführt. Für jeden Messpunkt wurde das entsprechende Standardlastprofil modelliert. Am Ortsnetztransformator sind 303 Verbraucheranlagen angeschlossen, wobei 60% dem Standardlastprofil H0 und 28% dem standardisierten Lastprofil ULA zugeordnet werden können. [71] Dies bedeutet, dass die Verwendung dieser Lastprofile erst ab einem bestimmten Aggregationsgrad zu ausreichend genauen Lastverläufen führt.

Kann der Aggregationsgrad nicht erreicht werden, muss zur Erfassung des tatsächlichen zeitlichen Verhaltens der Einzelverbraucher, auf Messverläufe oder auf Lastprofilgeneratoren, zurückgegriffen werden. Im Bereich der Modellierung von Lastverläufen für Haushalte sind dazu beispielsweise Faktoren wie die Anzahl der im Haushalt lebenden Personen oder auch die Berufsfelder dieser Personen zu berücksichtigen. Solche Lastverläufe, lassen sich beispielsweise mit dem „Lastprofilgenerator“ nach Pflugradt [72, 73] erstellen.

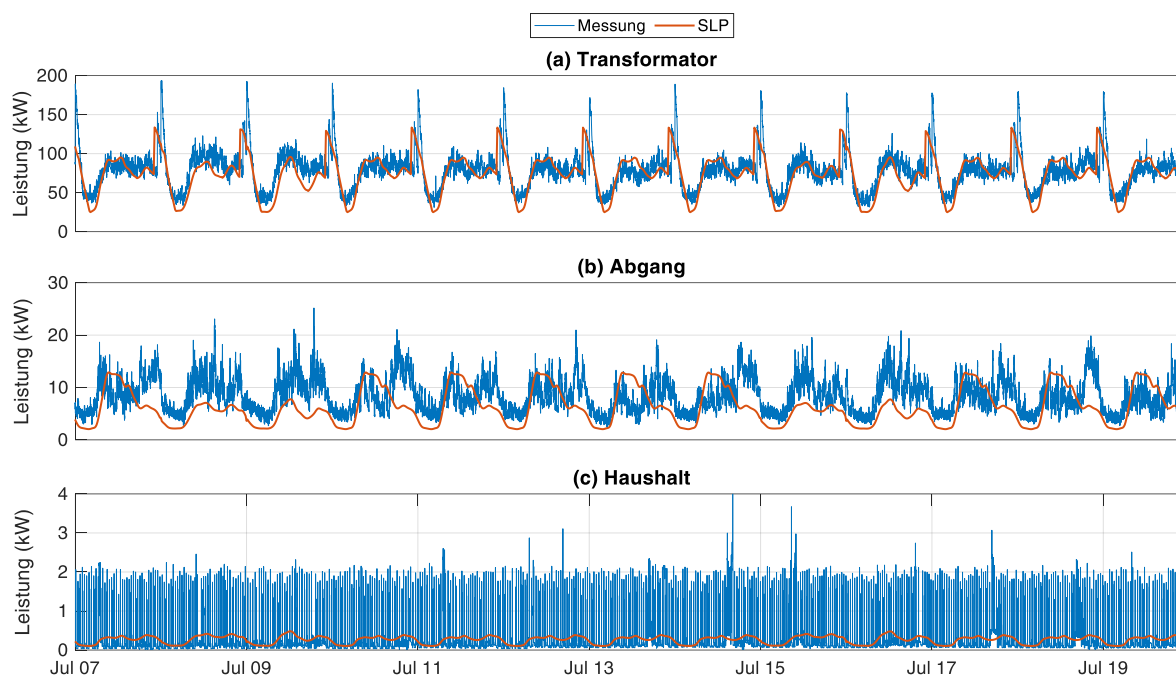


Abbildung 3-6: Vergleich der Messergebnisse an einem (a) Ortsnetztransformator (b) Abgang und (c) Hausanschluss mit dem modellierten Lastverlauf anhand der VDEW-Standardlastprofile und standardisierten Lastprofile der E-Control [71]

3.3.2 PV-Erzeugungsprofile

Zur Modellierung der PV-Erzeugungsprofile wird im Rahmen dieser Arbeit ein am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik entwickeltes MATLAB®-Tool herangezogen. Für die Entwicklung dieses MATLAB®-Tools wird das Einstrahlungsmodell nach Perez et al. [74–76] herangezogen, wobei die Vorgehensweise von Duffie et al. [77] und Pretschuh et al. [78] näher beschrieben ist. Daher werden an dieser Stelle lediglich das Prinzip sowie die für das MATLAB®-Tool relevanten Eingangsparameter vorgestellt.

Das Prinzip zur Erhebung des solaren Potenzials bildet das Auftreffen der Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche, wobei die Globalstrahlung beim Auftreffen in einen direkten und diffusen Anteil aufgeteilt wird. Basierend auf diesem Prinzip sind daher zur Ermittlung der PV-Erzeugungsprofile die Fläche sowie die Globalstrahlung notwendig. Darin begründet bilden, in der vorliegenden Arbeit, die Einstrahlungs- und Temperaturdaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik [79] sowie der steirische Solardachkataster der steiermärkischen Landesregierung [80] die Datengrundlage zur Anwendung des MATLAB®-Tools. Da für die Stadt Leoben keine Einstrahlungs- und Temperaturdaten vorliegen, wird auf die Daten der Stadt Kapfenberg aus dem Jahr 2014 zurückgegriffen [78]. Das im MATLAB®-Tool hinterlegte Modell zur Ermittlung von PV-Erzeugungsprofilen, berechnet den direkten und diffusen Anteil der Globalstrahlung beim Auftreffen auf eine geneigte Fläche und wandelt diese anschließend in elektrische Erzeugungsprofile um. [78]

Der steirische Solardachkataster enthält alle Dachflächen, die für die Erzeugung von Solarthermie bzw. Photovoltaik geeignet sind. Hierzu wurden zuerst alle vorhandenen Dachflächen vermessen (Größe, Ausrichtung, Neigung), wobei die Mindestgröße der Dachflächen für Solarthermie 12 m² und für Photovoltaik 20 m² beträgt. Anschließend erfolgte die Bestimmung der Verschattung der Dachflächen. Die Dachflächen werden in Abhängigkeit von Ausrichtung und Neigung, wie in Tabelle 3-7 für die Klassifizierung von Dachflächen für Photovoltaik-Anlagen ersichtlich, in „gut“ und „sehr gut“ eingeteilt. Abschließend werden die eingeteilten Dachflächen mit den verschattungsfreien Dachflächen kombiniert, so dass sich eine für die Solarthermie bzw. Photovoltaik geeignete Dachfläche ergibt. [81]

Tabelle 3-7: Solarpotenzial in Abhängigkeit von Neigung und Ausrichtung für die Klassifizierung von Dachflächen für Photovoltaik-Anlagen [81]

Ausrichtung [°]	West		Süd- West		süd		Süd- Ost		Ost		>110		
	>110	90-110	70-90	50-70	30-50	10-30	10-(-10)	10-30	30-50	50-70		70-90	90-110
Neigung [°]													
0-10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10-20		2	2	1	1	1	1	1	1	1		2	2
20-30		2	2	1	1	1	1	1	1	1		2	2
30-40			2	2	1	1	1	1	1		2	2	
40-50				2	1	1	1	1	1		2		
50-60					2	2	1	2	2				
60-70						2	2	2					
70-80											1...sehr gut geeignet		
80-90											2... gut geeignet		

Für jede geeignete Dachfläche stehen neben der geographischen Lage auch detaillierte Informationen wie die Fläche in m² und die potentielle Jahresproduktion in kWh im Solardachkataster zur Verfügung. Abbildung 3-7 zeigt einen kleinen Ausschnitt des steirischen Solardachkatasters für Dachflächen, welche sich für Photovoltaik eignen und deren Einteilung in „gut“ und „sehr gut“.

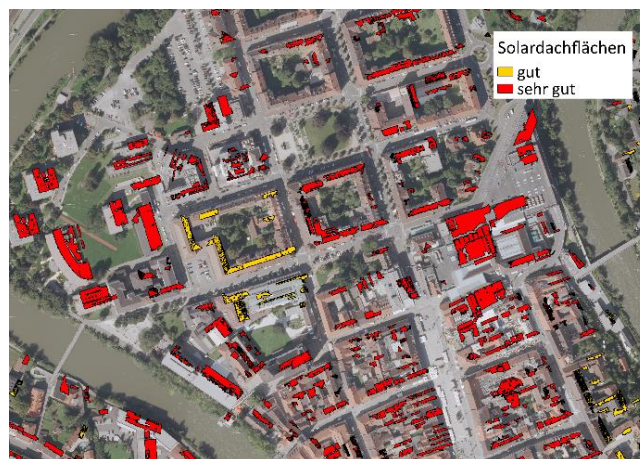


Abbildung 3-7: Beispiele potenzieller Dachflächen zur Nutzung von Photovoltaik und der Klassifikation in „gut“ (gelb) und „sehr gut“ (rot) basierend auf den Daten des Solardachkatasters [80]

3.4 Zellularer Ansatz

Zur Erstellung eines Modells für „Multi-Energiesysteme“ ist in erster Linie die Identifizierung der relevanten Daten, welche im Modell zur Erreichung adäquater Ergebnisse benötigt werden, notwendig [82]. Zu den wichtigsten Aspekten für die „Multi-Energiesysteme“ Modellierung zählen unter anderem der Umfang der Modellierung, der Zeithorizont, die zeitliche Auflösung, die räumliche Abdeckung (Haus vs. Land), die Wahl möglicher Vereinfachungen sowie der Aggregationsgrad. Nur durch das richtige Zusammenspiel dieser Aspekte können für den spezifischen Anwendungsfall und das dafür erstellte Modell sinnvolle bzw. aussagekräftige Ergebnisse erreicht werden. [83]

Zur Beantwortung der Forschungsfragen dieser Arbeit wird unter anderem das Ziel angestrebt, zeitlich aufgelöste Lastflussberechnungen mit Jahreslast bzw. Jahreserzeugungsprofilen durchzuführen. Da der Betrachtungszeitraum für zeitlich aufgelöste Lastflussberechnungen aufgrund von Größe und Komplexität des elektrischen Netzes, Simulationsaufwand sowie Rechenkapazität begrenzt wird, muss ein Ansatz gefunden werden, welcher die Vereinfachung des elektrischen Netzes ermöglicht. Im Rahmen dieser Arbeit wird zur Vereinfachung des elektrischen Netzes ein am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik entwickelter zellularer Ansatz [84–88] genutzt. Dieser ermöglicht die Entwicklung eines Netzmodells, welches einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr unter Anwendung von Lastprofilen mit 15-Minuten-Leistungswerten bei überschaubarer Simulationsdauer erlaubt.

Der zellulare Ansatz dient der Erstellung eines möglichst autonom handelnden Zellenmodells, sodass die Energieflüsse zwischen Zellen auf ein Minimum reduziert werden können. Dies bedeutet die Grundidee des zellularen Ansatzes ist die Ausbalanzierung von Erzeugung und Verbrauch von Energie auf der niedrigst möglichen Ebene. Da in der Energiezelle alle in der

Zelle vorhandenen Energieträger (z.B. Elektrizität, Wärme) und deren Umwandlungen bzw. Speichereinheiten berücksichtigt werden, ist die Zelle in der Lage das energetische Optimum einzunehmen. Während sich die Energiezelle nach außen hin mit wenigen Parametern abbilden lässt, sind innerhalb der Energiezelle alle individuell vorhandenen Komponenten, wie Erzeuger, Verbraucher, Wandler, Speicher, Netzanschluss sowie Schutz- und leittechnischen Einrichtungen der betrachteten Energiesysteme vorhanden. Die Definition der Größe einer Energiezelle, kann an die jeweilige Aufgabenstellung angepasst werden, so kann eine Energiezelle ein einzelnes Haus, einen Ortsteil, einen Bezirk oder auch ein ganzes Land darstellen. [89, 90]

Durch das Prinzip des energetischen Optimums jeder Energiezelle, erfolgt die Integration von Erzeugungs- und Speicherpotenzialen in diese, sodass die erzeugte Energie nahe am Erzeugungsort verbraucht und somit Energieflüsse über große Entfernungen reduziert werden können. Diese Reduktion der Energieflüsse kann wiederum zur Minimierung eines zukünftigen erforderlichen Netzausbaus beitragen. [89, 90]

Zur Ermittlung des Flexibilisierungspotenzials in Klein- und Mittelstädten erfolgt die Anwendung des am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik entwickelten zellularen Ansatzes zur Erstellung von zellbasierten Netzmodellen prinzipiell in vier Schritten: (1) Identifizierung und Klassifizierung energierelevanter Infrastruktur, (2) Definition der Energiezellen, (3) Aggregation in Energieknoten, (4) Implementierung der energierelevanten Infrastruktur zwischen den Energieknoten. [84, 88]

In Schritt 1, siehe Abbildung 3-8a, werden die Verbraucher-, Erzeuger und Speicherinfrastrukturdaten für das zu untersuchende Gebiet erfasst. In Schritt 2, siehe Abbildung 3-8b, erfolgt die Definition der Energiezellen. Da die Wahl der Energiezellen den größten Einfluss auf die Genauigkeit des Zellenmodells besitzt, muss während der Definition der Energiezellen unter anderem auf die reale Infrastruktur sowie auf den Abbildungsgrad geachtet werden. Der Abbildungsgrad bzw. die damit verbundene Zellengröße ist vom jeweiligen Anwendungsgebiet sowie von der vorhandenen Datengrundlage abhängig. In Schritt 3, siehe Abbildung 3-8c, werden die zuvor identifizierten und klassifizierten Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherstrukturen innerhalb einer Energiezelle jeweils in einen Energieknoten aggregiert. In Schritt 4, siehe Abbildung 3-8d, werden die Energieknoten entsprechend der realen Infrastruktur miteinander verbunden. Das bedeutet, dass nur jene Energiezellen miteinander verbunden werden, für die eine reale Verbindung existiert.

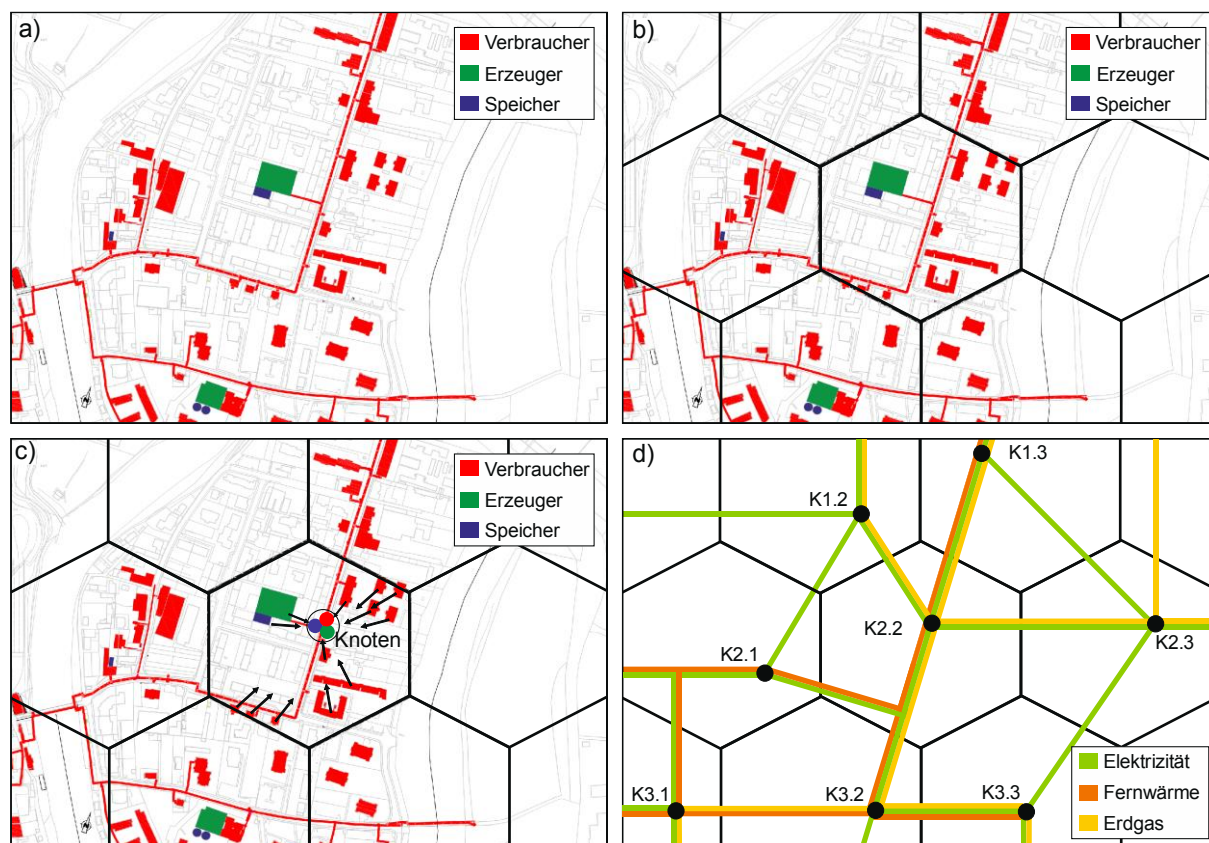


Abbildung 3-8: Schematische Darstellung der vier Schritte zur Anwendung des zellularen Ansatzes für Klein- und Mittelstädte (a) Identifizierung und Klassifizierung energierelevanter Infrastruktur (b) Definition der Energiezellen (c) Aggregation in Energieknoten (d) Implementierung der energierelevanten Infrastruktur zwischen den Energieknoten. [84, 88]

Die Schritte 1, 3 und 4 werden für jede energierelevante Infrastruktur (Elektrizität, Fernwärme, Erdgas) getrennt durchgeführt, sodass als Ergebnis in Abhängigkeit der zu berücksichtigenden energierelevanten Infrastrukturen mehrere Netzmodelle vorliegen. Diese werden durch das Einfügen geeigneter Umwandlungstechnologien (z.B. Power2Gas) miteinander verknüpft, umso eine hohe Flexibilisierung des Energiesystems zu ermöglichen. [84, 88]

Wie bereits erwähnt wird mit Hilfe des zellularen Ansatzes die energierelevante Infrastruktur durch Aggregation vereinfacht, woraus sich für Netzmodelle, welche auf Basis des zellularen Ansatzes entwickelt werden, immer ein Kompromiss zwischen Abbildungsgenauigkeit und Rechenaufwand ergibt. Obwohl diese Netzmodelle für eine Detailplanung, wie z.B. einen Netzausbauplan, nicht geeignet sind, kann beispielsweise der Speicherbedarf einzelner Netzbereiche und die geeignete Umwandlungstechnologie ermittelt werden.

Die Anwendung des zellularen Ansatzes im Rahmen dieser Arbeit sowie die Genauigkeit des Modells werden in Kapitel 4.1 beschrieben. Zudem erfolgt die Berücksichtigung der Genauigkeiten auf die Ergebnisse der netztechnischen Analyse in Kapitel 5.3.5.

4 MODELLAUFBAU

Zur Beantwortung der Forschungsfrage und der sich daraus ergebenden Ziele der vorliegenden Arbeit wird ein zellbasiertes Netzmodell entwickelt, welches gleichzeitig die Grundlage für die hier vorgestellte Case-Study bildet. Daher werden im Folgenden zunächst die notwendige Datengrundlage, die entwickelte Methodik zur Erstellung des zellbasierten Netzmodells sowie die Validierung dieser Methodik erläutert. Anschließend folgt die Beschreibung der Modellierung zeitlich aufgelöster Last- und Erzeugungsprofile der bestehenden Infrastruktur sowie von zukünftiger PV-Erzeugung und dem Ladebedarf der E-Mobilität, welche für die netz- und energietechnische Betrachtung in Kombination mit dem zellbasierten Netzmodell benötigt werden. Alle Last- und Erzeugungsprofile liegen als zeitlich aufgelöste Jahresdatenreihen in Form von 15-Minuten-Leistungswerte vor. Abschließend werden die Methoden zur Ermittlung bzw. zur Bewertung der Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen eines städtischen Verteilernetzes im Rahmen der netz- und energietechnischen Betrachtung vorgestellt.

4.1 Zellbasiertes Netzmodell

Der in Kapitel 3.4 vorgestellte zelluläre Ansatz zur Entwicklung von Netzmodellen für Energieversorgungsnetze wurde im Rahmen dieser Arbeit aufgegriffen und an die Bedürfnisse des elektrischen Netzes angepasst. Obwohl mit Hilfe des zellulären Ansatzes mehrere energierelevante Infrastrukturen miteinander verknüpft werden können, liegt der Fokus dieser Arbeit auf der Ermittlung der Auswirkungen steigender E-Mobilität auf das elektrische Netz sowie der Analyse der Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen, die in elektrischen Netzen entstehen können. Deshalb stellt das zellbasierte Netzmodell für die in dieser Arbeit vorgestellte Case-Study ein Netzmodell nur für das elektrische Netz dar. Da keine weiteren Energieträger und deren Infrastrukturen berücksichtigt werden, ist kein Kompromiss hinsichtlich Genauigkeit in Abstimmung aller vorhandenen Energieträger zu berücksichtigen.

Zur Beantwortung der Forschungsfrage liegt der Fokus während der Entwicklung des Netzmodells auf der Vereinfachung, um mit möglichst geringen Rechenaufwand Lastflussberechnungen mit Jahreslast- bzw. Jahreserzeugungsprofilen (15-Minuten-Leistungswerte) für eine Vielzahl an variierenden Parametern durchführen zu können. Dies bedeutet für das Netzmodell, dass dies die Änderungen der Netzbelastung mit ausreichender Genauigkeit unter dem Aspekt der relativ geringen Rechenzeit erfassen muss. Für eine Betriebs- oder Netzplanung ist das Modell unter diesen Voraussetzungen wiederum nicht einsetzbar, da zu diesem Zweck eine hohe Genauigkeit bei einem hohen Detailgrad gefordert ist.

4.1.1 Datenerhebung

Zur Entwicklung eines zellbasierten Netzmodells ist ein Netzplan sowie die geografische Verortung der Betriebsmittel Voraussetzung. Hierzu wurden im Rahmen der FFG-Projekte „Smart Exergy Leoben“ [91] und „Move2Grid“ [92] die notwendigen Daten für das abzubildende Verteilernetz der Mittelspannungsebene der Stadt Leoben vom lokalen Netzbetreiber, Energienetze Steiermark GmbH, anonymisiert und unter Einhaltung der Datenschutzbestimmungen zur Verfügung gestellt. Der Stromnetzplan liegt als umfangreiches Netzmodell inklusiv einer ausführlichen Datenbank für das Jahr 2014 in der kommerziellen Software NEPLAN 5.5.6 [62] vor. Die Datenbank enthält neben den technischen Parametern der elektrischen Betriebsmittel, die geografische Verortung dieser sowie die Jahresenergieverbräuche und -erzeugung des Jahres 2014 entsprechend der Kategorien der VDEW-Standardlastprofile [68, 70] sowie der standardisierten Lastprofile der E-Control [69] auf Ebene der Netzstationen. Das Mittelspannungsnetz der Stadt Leoben umfasst 194 Netzstationen, welche in etwa 16.000 Kunden mit einem jährlichen Energieverbrauch von ~181 GWh versorgen. Zudem speisen ein Wasserkraftwerk (10 MW bzw. 50 GWh), ein Biomasse-Heizkraftwerk (3,6 MW bzw. ~31 GWh) und acht kleine PV-Anlagen (zwischen 3,5 kW_{Peak} und 20 kW_{Peak} bzw. in Summe ~51 MWh) in das Netz ein. Das Mittelspannungsnetz ist in eine 5 kV- und eine 30 kV-Spannungsebene unterteilt. Während die 30 kV-Spannungsebene als verzweigte Ringtopologie mit geschlossenen Trennschaltern ausgelegt ist, besteht die 5 kV-Spannungsebene im innerstädtischen Bereich aus einer Kombination aus verzweigter Ringstruktur und vermaschten Gebiet sowie im ländlichen Bereich aus Stichleitungen. Die verzweigte Ringstruktur sowie das vermaschte Gebiet des innerstädtischen Bereichs verfügen teilweise über offene Trennstellen, werden jedoch auch als geschlossener Ring betrieben. Die Berücksichtigung der Netztopologie, im Rahmen der Zelleneinteilung und der anschließenden Zuordnung der elektrischen Betriebsmittel zu den Energiezellen, erfolgt unter Verwendung der frei zugänglichen Geoinformationssystemsoftware QGIS® [93]. Hierzu erfolgt unter Anwendung der Software die Darstellung des geografisch verorteten elektrischen Netzes anhand der in der Datenbank enthaltenen Koordinaten der Betriebsmittel.

4.1.2 Vorgehensweise für die Entwicklung des zellbasierten Netzmodells

Die Entwicklung eines zellbasierten Netzmodells für ein elektrisches Verteilernetz ist schematisch in Abbildung 4-1 dargestellt und basiert im Wesentlichen auf fünf Schritten: (1) Zelleneinteilung, (2) Zellenzuordnung, (3) Aggregation der Energiemengen, (4) Entwicklung des Netzmodells und (5) Überprüfung der Genauigkeit. Soll ein Netzmodell für ein Verteilernetz, welches mehrere Spannungsebenen beinhaltet, entwickelt werden, sind die Schritte 2 bis 4 für jede Spannungsebene zu wiederholen.

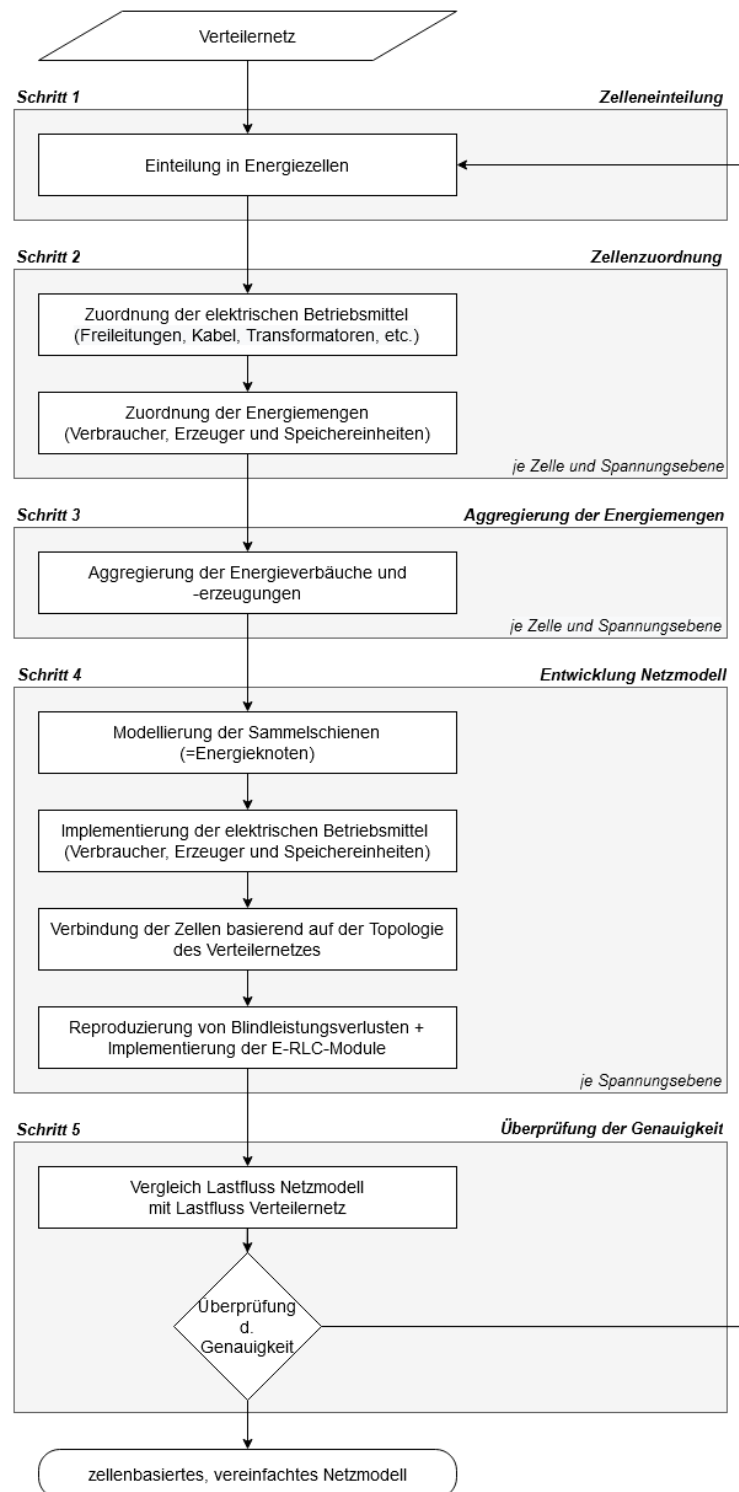


Abbildung 4-1: Ablaufschema: Entwicklung eines zellenbasierten Netzmodells

Schritt 1 – Zelleneinteilung

In Schritt 1 erfolgt die Einteilung des zu untersuchenden Gebietes, basierend auf der Netztopologie des Verteilernetzes (nachfolgend als Originalnetz bezeichnet) und den vorliegenden topografischen Gegebenheiten in Energiezellen. Hierzu wird, wie anhand von Abbildung 4-2 exemplarisch dargestellt, mit Hilfe der Software QGIS® über das zu untersuchende Gebiet in Abbildung 4-2a das geografisch verortete Originalnetz

(Abbildung 4-2b) gelegt. Unter der Berücksichtigung der Netztopologie (Strahlen-, Ring-, Maschennetz) erfolgt die Zelleneinteilung, wie in Abbildung 4-2c exemplarisch dargestellt. Wie in der Abbildung 4-2 zu erkennen ist, werden auch topografische Gegebenheiten (Flüsse, Straßennetze usw.) zur Festlegung der Zellengrenzen genutzt.

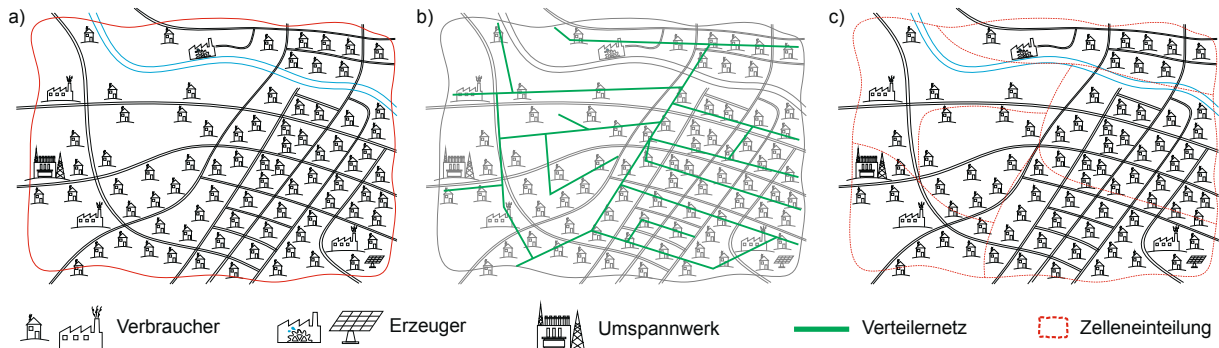


Abbildung 4-2: Schematische Darstellung der Zelleneinteilung (Schritt 1): (a) zu untersuchendes Gebiet (b) geografisch verortetes Originalnetz (c) Zelleneinteilung

Da die Genauigkeit des Netzmodells maßgeblich von der Netztopologie bestimmt wird und die Zellengröße sowie die aggregierte Energiemenge nur einen nachrangigen Einfluss auf die Genauigkeit besitzen, werden diese Faktoren bei der Zelleneinteilung nicht berücksichtigt. Um die höchstmögliche Genauigkeit des Modells zu erreichen, haben sich die folgenden Richtlinien als vorteilhaft erwiesen:

- Berücksichtigung der Netztopologie vor der Topografie des zu untersuchenden Gebietes
- Das resultierende Netzmodell sollte einem Strahlennetz entsprechen
- Vorhandene geschlossene Ringstrukturen bzw. vermaschte Netzgebiete im Originalnetz sollten, nach Möglichkeit, in eine Zelle zusammengefasst werden
- Vermeidung einer geschlossenen Ringtopologie im Netzmodell, welche im Originalnetz durch Vorhandensein einer offenen Trennstelle nicht als geschlossener Ring betrieben wird
- Nutzung von Leitungen mit offenen Trennstellen, als zellenübergreifende Leitung um die im Netzmodell erhaltene Netztopologie zu vereinfachen (Strahlennetz)

Abbildung 4-3 zeigt die unter den oben genannten Bedingungen erstellte Zelleneinteilung für die Stadt Leoben. Da die Verkehrsanalysen, welche die Basis der synthetischen Ladelastprofile der E-Mobilität bilden, im 100x100 Meter Raster vorliegen, näheres hierzu in Kapitel 4.3.1, werden die Grenzen an diesem Raster ausgerichtet und erhalten die abgebildete charakteristische eckige Form. Die Stadt Leoben und somit das Originalnetz der Mittelspannungsebene wird in 26 Zellen eingeteilt. Zur Erhaltung eines möglichst hohen Detailgrades, ergeben sich für den innerstädtischen Bereich (Zelle 1 bis 9) im Vergleich zu den Randzellen, beispielweise Zelle 25 und 26, räumlich kleinere Zellen. Im innerstädtischen

Bereich sind neben Wohnraum unter anderem zahlreiche Einkaufsmöglichkeiten, Ausbildungsstätten, Ärzte und das Gemeindeamt angesiedelt. Die Erzeugung der Stadt Leoben verteilt sich auf die Zellen 1, 21, 23 und 24. Das Umspannwerk Leoben befindet sich in Zelle 10.

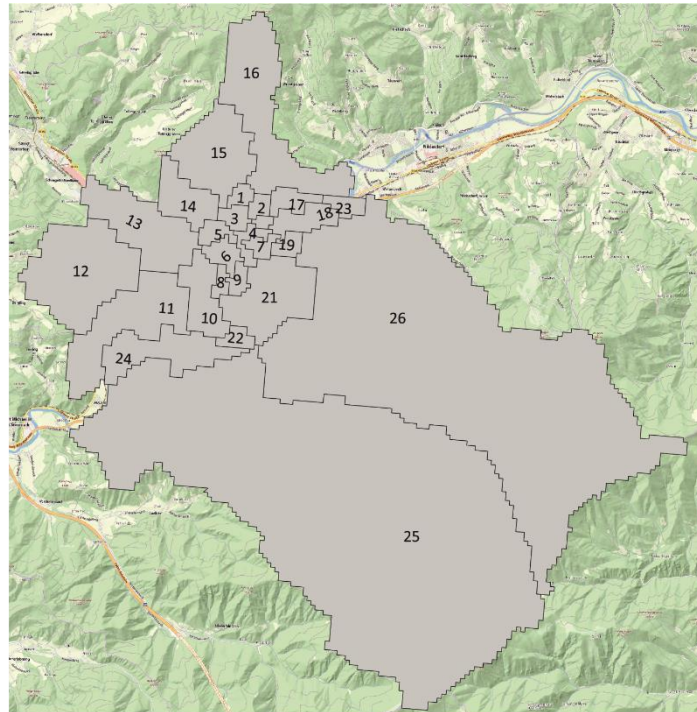


Abbildung 4-3: Zelleneinteilung für die Stadt Leoben

Schritt 2 – Zellenzuordnung

In Schritt 2 erfolgt die Zellenzuordnung der elektrischen Betriebsmittel und Energiemengen für jede Spannungsebene. Das bedeutet alle elektrischen Betriebsmittel (Transformatoren, Leitungen, Netzknoten, Sammelschienen usw.) innerhalb einer Zelle werden identifiziert und der entsprechenden Energiezelle anhand der in Schritt 1 durchgeführten Zelleneinteilung zugeordnet. Dieselbe Prozedur wird für die im Originalnetz vorhandenen Verbraucher, Erzeuger und Speichertechnologien sowie deren Energiemengen durchgeführt. Die Möglichkeit zur Nutzung von bereits gemessenen Last- und Erzeugungsprofilen, die beispielsweise von Energieversorgern oder Unternehmen zur Verfügung gestellt werden, wird überprüft. Diese Profile werden ebenfalls den betreffenden Zellen zugeordnet.

Schritt 3 – Aggregierung der Energiemengen

In Schritt 3 werden die zugeordneten Verbraucher, Erzeuger und Speichertechnologien innerhalb einer Zelle in einen Energieknoten aggregiert, siehe Abbildung 4-4. Neben der Unterscheidung zwischen Verbraucher, Erzeuger und Speichertechnologien wird bei der Aggregierung der Energiemengen auch zwischen den einzelnen VDEW-Standardlastprofilen und standardisierten Lastprofilen der E-Control unterschieden. Das bedeutet beispielsweise alle Energiemengen die dem Standardlastprofil H0 (Haushalt) zugeordnet sind, werden

aggregiert und als H0 im Energieknoten hinterlegt. Diese Information hilft im weiteren Verlauf bei der Modellierung der zeitlich aufgelösten Jahreslastprofile. Die bereits vorhandenen Last- und Erzeugungsprofile werden in gleicherweise aggregiert und in den Energieknoten hinterlegt. Die Energieknoten befinden sich in der geografischen Zellenmitte und entsprechen im zellbasierten Netzmodell virtuellen Netzknoten.

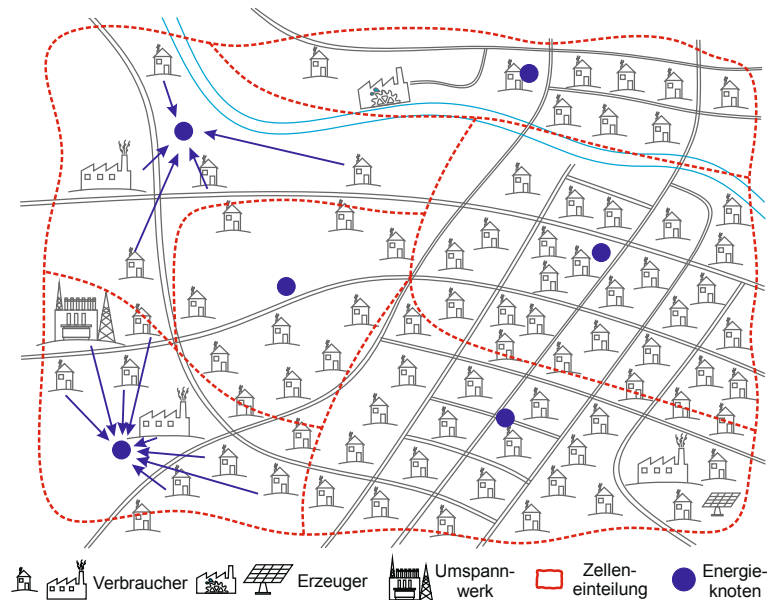
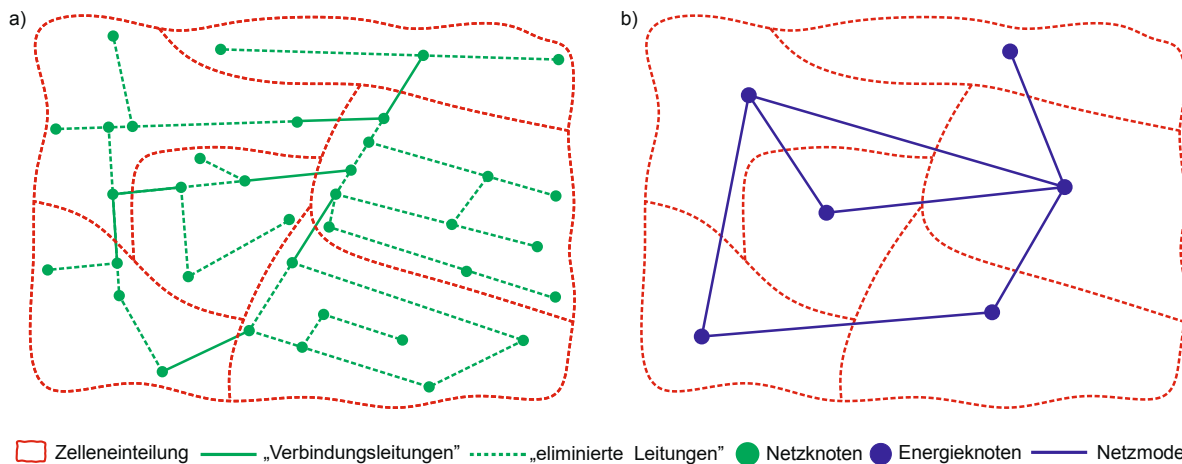


Abbildung 4-4: Aggregation der zugeordneten Verbraucher und Erzeuger in Energieknoten

Schritt 4 – Entwicklung des Netzmodells

In Schritt 4 wird das zellbasierte Netzmodell mit der Software NEPLAN® entworfen. Enthält dieses Netzmodell mehr als eine Spannungsebene, müssen die folgenden Teilschritte für jede Spannungsebene wiederholt werden. Zunächst wird für jeden Energieknoten ein Netzknoten in das Netzmodell eingefügt. Anschließend werden die elektrischen Betriebsmittel (Transformatoren, Verbraucher, Generatoren, Speicher usw.) in das Modell integriert und mit den zugehörigen Netzknoten verbunden. Die Kenngrößen der Betriebsmittel werden während der Integration der Betriebsmittel hinterlegt. Danach erfolgt gemäß der Netztopologie des Originalnetzes die Verbindung der Netzknoten, d.h. der Leistungsexport und -import über die Zellengrenzen hinweg wird ermöglicht. Diese Leitungen, welche im Originalnetz und im Netzmodell vorhanden sind, werden als „Verbindungsleitungen“ bezeichnet. Leitungen im Originalnetz, welche sich innerhalb einer Zelle befinden, werden im zellbasierten Netzmodell nicht berücksichtigt und daher in diesem nicht eingefügt. Diese Leitungen werden im Folgenden als „eliminierte Leitungen“ bezeichnet. Zur Visualisierung zeigt Abbildung 4-5a für einen schematischen Netzausschnitt und dessen Zelleneinteilung die Unterscheidung zwischen „Verbindungsleitungen“ und „eliminierte Leitungen“. In Abbildung 4-5b sind die aggregierten Energieknoten und deren Verbindungen entsprechend dem Originalnetz aus Abbildung 4-5a veranschaulicht.



□ Zelleneinteilung
 — „Verbindungsleitungen“
 - - - „eliminierte Leitungen“
 ● Netznoten
 ● Energieknoten
 — Netzmodell

Abbildung 4-5: Schematische Darstellung des Prinzips der Leitungsimplementierung: (a) „Verbindungsleitungen“ und „eliminierte Leitungen“ (b) Energieknoten und deren Verbindungen entsprechend dem Originalnetz

Die gewählte Vorgehensweise für die Implementierung der „Verbindungsleitungen“ in das zellbasierte Netzmodell, kann im Modell zu Verbindungen führen, welche im Originalnetz nicht existieren. Das Ziel besteht jedoch in der bestmöglichen Erhaltung der Topologie des Originalnetzes im Netzmodell, um so auch das selbe Verhalten der Eigenschaften im Netzmodell gemäß dem Originalnetz zu gewährleisten. Daher gilt es solche Verbindungen zu vermeiden bzw. zu eliminieren. Wie anhand von Abbildung 4-6 demonstriert, können diese Verbindungen zu Lastflussverschiebungen zwischen Originalnetz und Netzmodell führen.

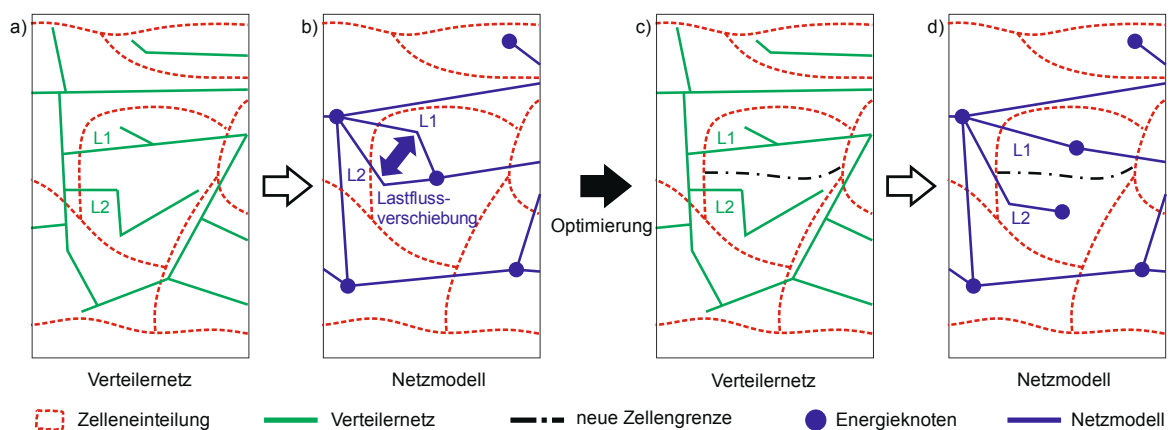


Abbildung 4-6: Wahl der Zellengrenzen mit negativem Einfluss auf die Genauigkeit des Netzmodells: (a) Originalnetz; (b) entwickeltes Netzmodell mit Lastflussverschiebung aufgrund der Zelleneinteilung aus (a); (c) Originalnetz mit optimierter Zelleneinteilung; (d) entwickeltes Netzmodell aufgrund der Zelleneinteilung aus (c)

Im Detail betrachtet, werden, der Logik des zellularen Ansatzes folgend, die Leitungen L1 und L2 im Netzmodell, für die in Abbildung 4-6a dargestellte Zelleneinteilung des Originalnetzes, über den Energieknoten miteinander verbunden, siehe Abbildung 4-6b. Diese Verbindung führt zu einer Lastflussverschiebung zwischen den Leitungen L1 und L2 und somit zu Ungenauigkeiten zwischen dem Originalnetz und dem Netzmodell. Um solchen

Ungenauigkeiten entgegenzuwirken, schlägt Abbildung 4-6c die Einführung einer neuen Zellengrenze vor. Wie in Abbildung 4-6d dargestellt, teilt die neue Zellengrenze die ursprüngliche Zelle in zwei Zellen. Die Leitungen L1 und L2 sind nicht mehr miteinander verbunden.

Neben der bestmöglichen Wahl der Zelleneinteilung (Abbildung 4-6) müssen auch die Auswirkungen der „eliminierten Leitungen“ diskutiert werden. Durch die Vernachlässigung der „eliminierten Leitungen“ im Netzmodell werden auch die in diesen Leitungen erzeugten Leitungsverluste nicht berücksichtigt. Basierend auf dieser Vernachlässigung können zwischen den Lastflüssen des Originalnetzes und denen des zellbasierten Netzmodells in den „Verbindungsleitungen“ Abweichungen auftreten. Die in der Leitung zu übertragende Leistung führt durch den Leitungswiderstand zu ohmschen Verlusten. Die Analyse der ohmschen Verluste aller im Originalnetz vorhandenen Leitungen zeigte, dass die ohmschen Verluste in jeder Leitung weniger als 1% der zu übertragenden Wirkleistung betragen. Folglich haben die Wirkleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“ einen sehr geringen Einfluss auf die Genauigkeit der Lastflüsse in den „Verbindungsleitungen“. Daher wird die Genauigkeit der Wirkleistungslastflüsse im Rahmen der Entwicklung des Netzmodells für diese Arbeit auch ohne Berücksichtigung der ohmschen Verluste der „eliminierten Leitungen“ als ausreichend genau angesehen. Da die durch die Leitungsinduktivität und -kapazität verursachten Blindleistungsverluste in der Regel der in der Leitung zu übertragenden Blindleistung entsprechen, können die Blindleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“ jedoch nicht einfach vernachlässigt werden. Um die Abweichung des Blindleistungslastflusses durch Vernachlässigung der „eliminierten Leitungen“ zu reduzieren, müssen die kapazitiven und induktiven Verluste, die in den „eliminierten Leitungen“ entstehen, im Netzmodell reproduziert werden. Bei der Auswahl geeigneter Elemente zur Reproduktion der Blindleistungsverluste müssen zwei Bedingungen erfüllt werden. Einerseits muss darauf geachtet werden, dass die in einer Leitung auftretenden Verluste durch die Leitungsparameter (Wirk- und Blindwiderstände) definiert werden und somit von der zu übertragenden Leistung (Spannung und Strom) abhängig sind. Daher müssen zur Berücksichtigung der Blindleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“ ebenfalls Elemente verwendet werden die lastabhängig sind, da anhand des Modells nicht lediglich ein Zeitpunkt betrachtet wird, sondern zeitlich aufgelöste Lastflussberechnungen durchgeführt werden. Andererseits kann die Kompensation von Lastflüssen nur über die Parameter der Knoten beeinflusst werden, weshalb bei der Auswahl des verwendeten Elementes die Bedingung erfüllt sein muss, dass dieses direkt an den jeweiligen Energieknoten der Zelle angebracht werden kann. Dies bedeutet, dass durch das Hinzufügen von Zusatzlasten in den Energieknoten die Blindleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“ unabhängig von ihrer Topologie zusammengefasst und für weitere Lastflussberechnungen in einem Substitutionselement

berücksichtigt werden können. Aus diesen Gründen werden direkt an die Energieknoten des Netzmodells E-RLC Module angeschlossen. Jedes Modul besteht aus einer Serienschaltung eines Widerstandes (R), einer Induktivität (L_{Komp}) und einer Kapazität (C_{Komp}) gegen Erde (E), siehe Abbildung 4-7. Während L_{Komp} und C_{Komp} den ermittelten Kapazitäten und Induktivitäten der jeweiligen Zellen entsprechen, werden die Wirkleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“ nicht berücksichtigt, die Widerstandswerte im E-RLC Modul werden daher auf null gesetzt.

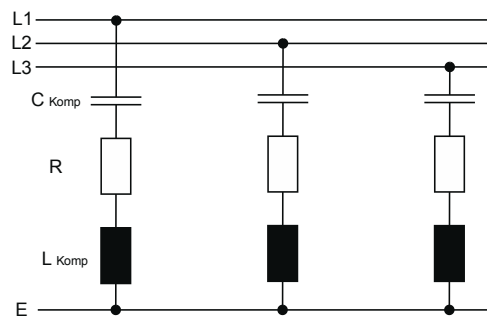


Abbildung 4-7: Aufbau des E-RLC Moduls zur Berücksichtigung der Blindleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“

Wie anhand der Abbildung 4-7 zu sehen, ist die Induktivität in Serie zur Kapazität. Da das E-RLC Modul im Netzknoten angebracht wird, wirken somit im Netzmodell beide Elemente als Parallelelemente. Entsprechend des π -Ersatzschaltbildes (Abbildung 3-3) müsste die Induktivität jedoch parallel zur Kapazität ausgeführt werden. Da das vorliegende Originalnetz einem verkabelten Mittelspannungsnetz entspricht, dominiert die Kapazität im Vergleich zu Induktivität. Die Analyse der Blindleistungsverluste zeigt, dass rund 95% der in den Leitungen erzeugten Blindleistungsverluste kapazitiv sind. Hierdurch besitzt der induktive Blindwiderstand im Vergleich zum kapazitiven einen viel kleineren Einfluss auf die Blindleistungsverluste der Leitung, weshalb in Summe ein positiver Einfluss auf die Genauigkeit erreicht wird.

Zur Bestimmung der Induktivität (L_{Komp}) und der Kapazität (C_{Komp}) des E-RLC Moduls werden jeweils die kapazitiven und induktiven Blindleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“ durch eine Lastflussberechnung des Originalnetzes ermittelt und auf Zellenebene aggregiert:

$$Q_{Zelle,kap} = \sum_{i=1}^n Q_{kap.Verluste,i} \quad (4-1)$$

$$Q_{Zelle,ind} = \sum_{i=1}^n Q_{ind.Verluste,i} \quad (4-2)$$

Anhand der aggregierten kapazitiven und induktiven Blindleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“ $Q_{Zelle,kap}$ bzw. $Q_{Zelle,ind}$ werden die kapazitiven und induktiven Reaktanzen (X) ermittelt:

$$Q_{Zelle,kap} = \frac{\underline{U}^2}{X_{kap}} \quad (4-3)$$

$$Q_{Zelle,ind} = \frac{\underline{U}^2}{X_{ind}} \quad (4-4)$$

wobei \underline{U} die Nennspannung der Netzknoten ist. Die Berechnung der Kapazität (C_{Komp}) oder Induktivität (L_{Komp}) für jede Zelle erfolgt durch:

$$C_{Komp} = \frac{Q_{Zelle,kap}}{j\omega \cdot \underline{U}^2} \quad (4-5)$$

und

$$L_{Komp} = \frac{\underline{U}^2}{j\omega \cdot Q_{Zelle,ind}} \quad (4-6)$$

Im Anschluss an die Ermittlung der zu reproduzierenden Kapazität und Induktivität jeder Zelle, werden die E-RLC Module in das Netzmodell integriert und mit dem Energieknoten verbunden.

Das am Ende von Schritt 4 in der Software NEPLAN® erhaltene zellbasierte Netzmodell für die Stadt Leoben ist in Abbildung 4-8 dargestellt. Wie bereits in Kapitel 4.1.1 erwähnt, besteht das Mittelspannungsnetz aus zwei Spannungsebenen, der 30 kV-Spannungsebene im Netzmodell blau dargestellt und der 5 kV-Spannungsebene in grün. Zur eindeutigen Unterscheidung wird die 30 kV-Spannungsebene und deren Betriebsmittel mit der Endung `_030` und die 5 kV-Spannungsebene mit der Endung `_005` gekennzeichnet. Da die 30 kV-Spannungsebene nicht flächendeckend ausgeführt ist, besitzt nicht jede Zelle einen Netzknoten in dieser Spannungsebene. Bei der Erstellung des Netzmodells wird zudem darauf geachtet, dass keine 5 kV/30 kV Transformatoren in Zellen zusammengefasst werden. Als Slack-Knoten (K10_110) wird die 110 kV-Spannungsebene des Umspannwerkes Leoben gewählt. Aufgrund der Sicherstellung der Versorgungssicherheit ist das Umspannwerk redundant ausgeführt, weshalb im Netzmodell zwei 110 kV/30 kV-Transformatoren abgebildet sind. Die Leitungen werden entsprechend der beiden Zellen die sie verbinden, der Spannungsebene und einer fortlaufenden Nummer, zur Unterscheidung für den Fall des Vorhandenseins von Parallelleitungen, bezeichnet.

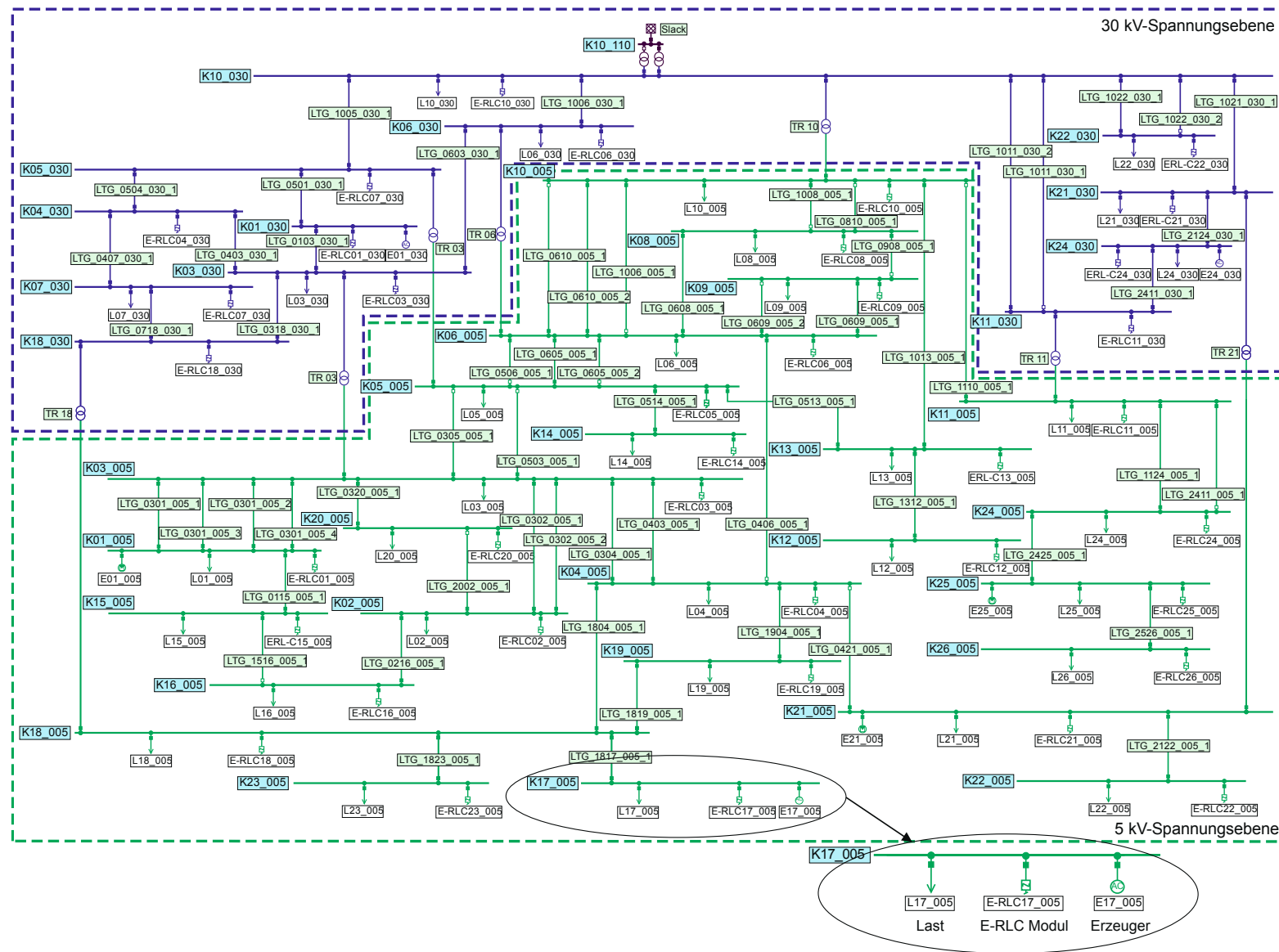


Abbildung 4-8: Zellbasiertes Netzmodell für die Stadt Leoben

Wie anhand des Netzmodells zu sehen, blieb die ursprüngliche Netztopologie der beiden Spannungsebenen, mit dem verzweigten Ringsystem mit geschlossenen Trennstellen der 30 kV-Spannungsebene und der Kombination aus verzweigter Ringstruktur, vermaschten Gebiet und Strahlennetz auf der 5 kV-Spannungsebene, erhalten. Zu erwähnen ist hierbei, dass in der 5 kV-Spannungsebene die Ringe einerseits mit offenen Trennstellen, also als Strahlennetz fungieren, und andererseits mit geschlossenen Trennstellen betrieben werden.

Durch die Berücksichtigung der kapazitiven bzw. induktiven Verluste der „eliminierten Leitungen“ mit Hilfe der E-RLC Module wird die Genauigkeit des Blindleistungslastflusses der meisten „Verbindungsleitungen“ erhöht. Die Verbesserung der Abbildungsgenauigkeit der Blindleistungslastflüsse wird anhand der absoluten und relativen Abweichungen in Abbildung 4-9 und Tabelle 4-1 für ausgewählte „Verbindungsleitungen“ dargestellt. Die Ergebnisse des Vergleichs der Genauigkeit basieren auf Lastflussberechnungen nach der Newton-Raphson-Methode für das Originalnetz und das zellbasierte Netzmodell bei größtmöglicher Belastung (maximale Lastspitzen bei minimalen Einspeisespitzen).

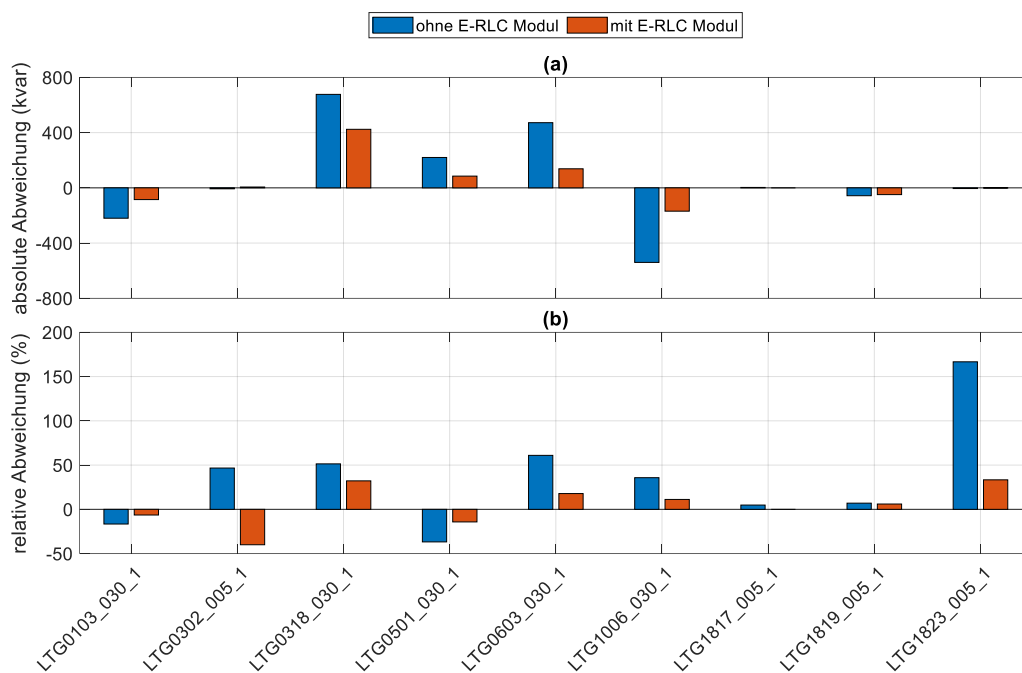


Abbildung 4-9: Vergleich der (a) absoluten und (b) relativen Abweichung der Blindleistungslastflüsse ohne und mit Berücksichtigung der Blindleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“ für ausgewählte „Verbindungsleitungen“

Neben den absoluten und relativen Abweichungen werden in Tabelle 4-1 auch die Blindleistungslastflüsse des Originalnetzes und des Netzmodells, jeweils mit und ohne E-RLC Modul für vier ausgewählte „Verbindungsleitungen“ dargestellt. Wie in dieser zu sehen, wird der Blindleistungslastfluss im Netzmodell mit Hilfe der E-RLC Module verringert bzw. erhöht, sodass die absoluten und relativen Abweichungen reduziert werden können. Während der Blindleistungslastfluss der LTG0302_005_1 im Netzmodell ohne E-RLC Modul kleiner als jener

im Originalnetz ist, führt die Berücksichtigung der „eliminierten Leitungen“ zu einer Erhöhung des kapazitiven Blindleistungslastflusses im Vergleich zum Originalnetz. In Summe kann anhand des Vergleichs der Beträge der absoluten und relativen Abweichungen ohne und mit E-RLC Modul eine Verringerung der Abweichungen festgestellt werden.

Tabelle 4-1: Vergleich der Blindleistungslastflüsse und Abweichungen für vier ausgewählte „Verbindungsleitungen“ jeweils ohne und mit Berücksichtigung der Blindleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“

		LTG0103_030_1		LTG1006_030_1		LTG0302_005_1		LTG1823_005_1		
E-RLC Modul		ohne	mit	ohne	mit	ohne	mit	Ohne	mit	
Originalnetz	$Q_{\text{Lastfluss}}$ (kvar)	1326	1326	-1510	-1510	-15	-15	-3	-3	
	$Q_{\text{Lastfluss}}$ (kvar)	1546	1411	-970	-1341	-8	-21	2	-2	
Netzmodell	absolute Abweichung	(kvar)	-220	-85	-540	-169	-7	6	-5	-1
	relative Abweichung	(%)	-17	-6	36	11	47	-40	167	33

Da durch die E-RLC Module die Genauigkeit des Blindleistungslastflusses zwar verbessert werden konnte, diese Methodik dennoch ihre Schwachstellen hat, wurden weitere Möglichkeiten zur Verbesserung der Genauigkeit untersucht. Hierzu zählt unter anderem die Untersuchung der klassischen Netzreduktionsmaßnahmen zur Anwendung im zellularen Ansatz im Rahmen einer Masterarbeit von Traupmann [94], welche unter der Betreuung der Autorin dieser Dissertation durchgeführt wurde. Weitere Analysen zur Thematik Genauigkeit des zellularen Ansatzes sind den Literaturstellen nach Traupmann et. al [95–97] zu entnehmen, wobei die Ermittlung der Parameter für die E-RLC Module anhand der Leitungsparameter und nicht wie im Rahmen der hier vorgestellten Methodik anhand der Blindleistungsverluste ermittelt werden.

Obwohl für die dargestellten „Verbindungsleitungen“ die Abweichungen des Blindleistungslastflusses reduziert werden können, ist dieses Netzmodell aufgrund der verbleibenden Abweichungen zwischen den Blindleistungslastflüssen des Originalnetzes und jenen des Netzmodells sowie der Tatsache, dass die Blindleistung Einfluss auf die Knotenspannung besitzt, nicht für Analysen von Spannungsabfällen an den Netzknoten geeignet. Zudem ist der Energieknoten ein aggregierter Netzknoten, der die Summe aller Netzknoten (deren Verbraucher und Erzeuger) innerhalb einer Zelle enthält. Weshalb im

Netzmodell über den Energieknoten Leitungen direkt miteinander verbunden werden können, während im Originalnetz zwischen diesen Leitungen mehrere Netzknoten und Leitungen vorhanden sind. Dies besitzt ebenfalls einen Einfluss auf die Genauigkeit der Spannungen in den Energieknoten, weshalb Traupmann et. al [98] die Abbildungsgenauigkeit der Spannungen analysiert. Da das Verhältnis zwischen Wirkleistungs- und Blindleistungslastfluss bis auf zwei Ausnahmen in den im Netzmodell dargestellten „Verbindungsleitungen“ größer 2,5 ist, trägt die Ungenauigkeit der Blindleistung nur einen kleinen Teil zur Genauigkeit der Leitungsauslastung bei. Aus diesem Grund kann dieses Netzmodell trotz Ungenauigkeiten der Blindleistungslastflüsse zur Analyse der Netzbelastung herangezogen werden. Die verbleibenden Abweichungen der Blindleistungslastflüsse lassen sich auf die Komplexität und Größe des Originalnetzes zurückführen.

Wie bereits erwähnt, sollte bei der Zelleneinteilung darauf geachtet werden, dass das Netzmodell möglichst als Strahlennetz abgebildet wird. Dies hätte jedoch für den dichtbesiedelten Bereich, welcher aus 14 Zellen besteht, siehe Abbildung 4-3, eine Zusammenfassung in lediglich ein bis zwei Zellen bedeutet und damit zu einem erheblichen Informationsverlust geführt.

Schritt 5 – Überprüfung der Genauigkeit

In Schritt 5 werden zur Überprüfung der Genauigkeit für das Originalnetz sowie das zellbasierte Netzmodell aus Abbildung 4-8 Lastflussberechnungen nach der Newton-Raphson-Methode für die größtmögliche Belastung (maximale Lastspitzen bei minimalen Einspeisespitzen) durchgeführt.

Durch den Vergleich der Ergebnisse aus den Lastflussberechnungen für den Slack-Knoten des Originalnetzes mit jenem des Netzmodells, erfolgt die Überprüfung der Genauigkeit des **Gesamtsystems**. In Tabelle 4-2 ist dieser Vergleich für die importierte Wirk- und Blindleistung (P_{Imp} und Q_{Imp}) sowie für den Wirk- und Blindleistungsbedarf (P_{Bed} und Q_{Bed}) für den Slack-Knoten dargestellt. Der Wirk- und Blindleistungsbedarf berücksichtigt die Summe aller im Netz vorhandenen Lasten (Wirk- wie Blindleistungsverbraucher), sowie die im Netz entstehenden Verluste. Bei der Implementierung der E-RLC Module werden die in diesen Modulen erzeugten Blindleistungen in die Bilanz des Blindleistungsbedarfs aufgenommen. Die Abweichungen der importierten Wirkleistung und des Wirkleistungsbedarfs sind auf Rundungsfehler, auf die Vernachlässigung der Wirkleistungsverluste in den „eliminierten Leitungen“ sowie auf Lastflussverschiebungen zurückzuführen. Die Rundungsfehler entstehen einerseits während der Aggregation der Verbraucher in die Energieknoten und andererseits durch das angewendete iterative Verfahren zur Ermittlung der Lastflüsse. Die Detailbetrachtung der absoluten Abweichung von 1,637 MW zeigt, dass ca. 93% dieser auf Rundungsfehler bei der Aggregation der Verbraucher zurückzuführen sind. Dadurch kann die

Annahme bestätigt werden, dass die Wirkleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“ vernachlässigt werden können.

Tabelle 4-2: Vergleich der importierten Wirk- und Blindleistung sowie des Wirk- und Blindleistungsbedarfs für den Slack-Knoten (K10_110)

	P_{Imp} (MW)	Q_{Imp} (Mvar)	P_{Bed} (MW)	Q_{Bed} (Mvar)
Originalnetz	33,320	-1,131	47,853	-0,344
Netzmodell	31,683	-1,409	46,216	-0,622
absolute Abweichung	1,637	0,278	1,637	0,278
relative Abweichung	5%	-25%	3%	-81%

Die relativen Abweichungen der importierten Blindleistung bzw. des Blindleistungsbedarfs mit -25% und -81% sind hauptsächlich auf die Abweichungen der Lastflüsse in den Leitungen (Problematik der Nachbildung der „eliminierten Leitungen“) sowie Lastflussverschiebungen zurückzuführen. Die Lastflussverschiebungen entstehen, da während der Erstellung der Zelleneinteilung und dem darauf basierenden Netzmodell vermaschte Netzgebiete sowie verzweigte Ringstrukturen nicht vermieden werden konnten. Die genaue Betrachtung des Blindleistungsbedarfs und damit der erzeugten Blindleistungen in den E-RLC Modulen hat gezeigt, dass die Blindleistungsverluste der „eliminierten Leitungen“ bezogen auf die Blindleistungsverluste des Gesamtsystems mit einer Genauigkeit von ca. 1% nachgebildet werden können. Der Vergleich der Wirkleistung mit der Blindleistung zeigt, dass der Gesamtbedarf an Wirkleistung um den Faktor 6 größer ist. Deshalb besitzen die absoluten Abweichungen der importierten Blindleistung bzw. des Blindleistungsbedarfs einen größeren Einfluss auf die relative Abweichung und somit auf die Abbildungsgenauigkeit des Modells im Vergleich zur importierten Wirkleistung bzw. des Wirkleistungsbedarfs. Infolgedessen wird bestätigt, dass dieses Modell zur Analyse des Spannungsverhaltens an den Netzknoten nicht geeignet ist.

Im Anschluss an das Gesamtsystem werden die Wirk- und Blindleistungslastflüsse für die „**Verbindungsleitungen**“ und der Transformatoren zwischen dem Originalnetz und dem zellbasierten Netzmodell der Genauigkeitsprüfung unterzogen.

Wie bereits erwähnt, werden durch Berücksichtigung der „eliminierten Leitungen“ die absoluten und relativen Abweichungen der Blindleistungslastflüsse zwischen Originalnetz und Netzmodell reduziert. Für einige „Verbindungsleitungen“ bleiben jedoch hohe Abweichungen bestehen, welche einerseits auf Lastflussverschiebungen und andererseits auf die E-RLC Module zurückzuführen sind. Je komplexer die Netztopologie, desto schwieriger ist es die in den E-RLC Modulen erzeugte Blindleistung einer spezifischen „Verbindungsleitung“

zuzuordnen. Dies bedeutet, dass bei einem Strahlennetz die im E-RLC Modul erzeugte Blindleistung direkt einer Leitung zugeordnet werden kann. Wird jedoch ein Netzknoten, welcher sich beispielsweise in einem geschlossenen Ring befindet, von zwei Seiten versorgt, teilt sich die erzeugte Blindleistung auf diese beiden Leitungen auf.

Da bei der Aggregation der Verbraucher je Energiezelle eine Genauigkeit von mindestens 96%, zwischen dem aggregierten Verbrauch und jenem im Originalnetz, erreicht wird, werden die in Abbildung 4-10 dargestellten absoluten und relativen Abweichungen ausgewählter „Verbindungsleitungen“ hauptsächlich durch Lastflussverschiebungen verursacht. Diese Lastflussverschiebungen sind auf die im Netzmodell vorhandenen vermaschten Netzgebiete und verzweigten Ringstrukturen zurückzuführen. Vorhandene Parallelleitungen werden zur Ermittlung der Genauigkeit der Lastflüsse und auch für die weiteren Analysen im Rahmen der Case-Study zusammengefasst und als eine Leitung betrachtet. Für jede Leitung und deren Position im Netz wird eine Analyse bezüglich des Einflusses der Netztopologie auf die Genauigkeit durchgeführt. Während jene Leitungen, z.B. LTG 0302_005_1, die Teil einer Stickleitung sind, mit hoher Genauigkeit nachgebildet werden können, steigen die absoluten und relativen Abweichungen mit der Komplexität der vorhandenen Netztopologie in der sich die zu untersuchende „Verbindungsleitung“ befindet.

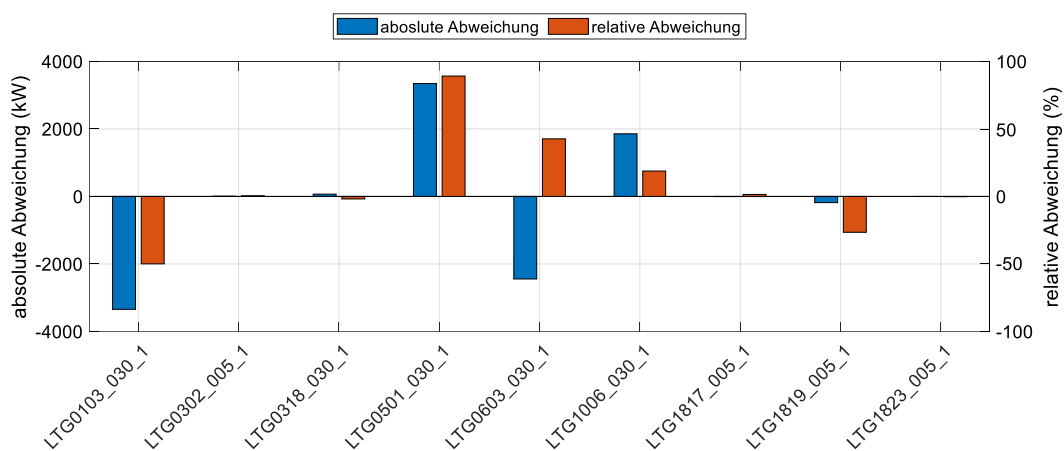


Abbildung 4-10: Vergleich der absoluten und relativen Abweichungen der Wirkleistungslastflüsse ausgewählter „Verbindungsleitungen“

Aufgrund der hohen relativen Abweichungen in Bezug auf das Originalnetz, wie beispielsweise für die „Verbindungsleitungen“ LTG0103_030_1 und LTG_0501_030_1 mit -49% bzw. 88% wird untersucht, ob eine Verschiebung der Zellengrenzen bzw. ein zusammenfassen der Ringstrukturen und vermaschten Netzgebiete möglich ist. Beim nachträglichen zusammenfassen von Zellen bzw. beim Verschieben der Zellengrenzen zur Verbesserung der Abbildungsgenauigkeit, gilt es weiterhin darauf zu achten, die in Schritt 1 beschriebene Vorgehensweise zu berücksichtigen. Dies bedeutet, dass nur Zellen zusammengefasst werden können die einerseits aus geografischer Sicht nebeneinanderliegen und andererseits auch im

Originalnetz eine tatsächliche Verbindung besitzen. Um die Lastflussverschiebungen im verzweigten Ring der 30 kV-Spannungsebene zu vermeiden, wird eine Detailbetrachtung der Netzstruktur anhand des in Abbildung 4-11 dargestellten Netzausschnitts durchgeführt. Durch das Zusammenfassen von Zellen bzw. Energieknoten, wird versucht die verzweigte Ringtopologie zu vereinfachen. Zur Erfüllung der Bedingung möglichst ein Strahlennetz im Netzmodell einzuhalten, müssten nahezu alle Energiezellen, des dargestellten Netzausschnitts zusammengefasst werden. Dies würde zu erheblichen Einbußen im Abbildungsgrad und damit zu Informationsverlust auf beiden Spannungsebenen führen, da die Zusammenfassung der Zellen auch auf der 5 kV-Spannungsebene berücksichtigt werden müsste. Diese Zusammenfassung hätte den Wegfall von acht „Verbindungsleitungen“ auf der 30 kV-Spannungsebene zu Folge und würde zudem zur Problematik der Aggregation der 30 kV/5 kV-Transformatoren führen. Wie bereits erwähnt, ist bei der Erstellung des Netzmodells darauf geachtet worden, dass jeder dieser Transformatoren in einer eigenen Zelle abgebildet wird, um die Auslastung und Änderungen der Lastflüsse in diesen analysieren zu können.

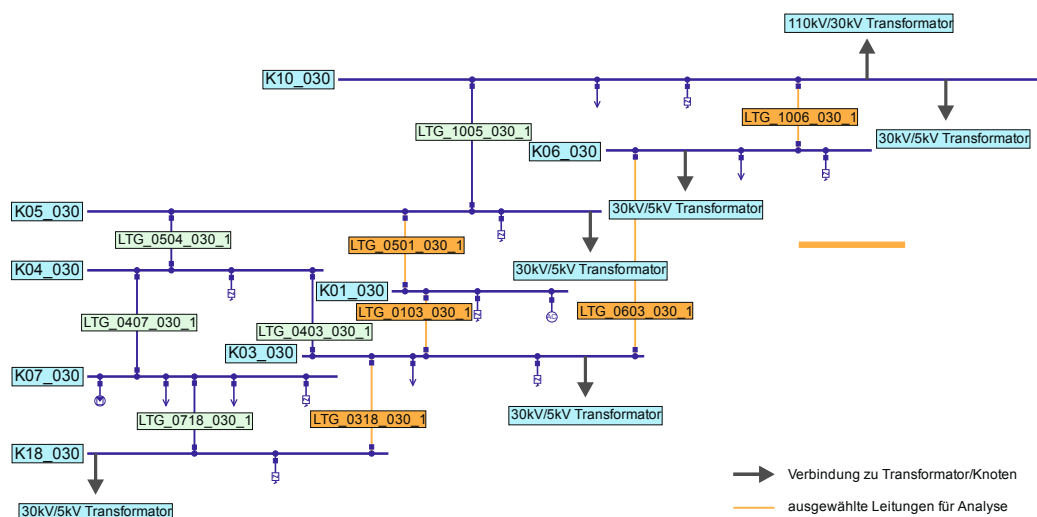


Abbildung 4-11: Netzausschnitt der 30 kV-Spannungsebene der ausgewählten „Verbindungsleitungen“ aus der Genauigkeitsanalyse

Die oben beschriebene Detailbetrachtung wird für alle Verbindungsleitungen mit relativen Abweichungen größer $\pm 10\%$ durchgeführt. Trotz ausgiebiger Netzstudie konnte für das in dieser Arbeit vorliegende Mittelspannungsnetz der Stadt Leoben keine Möglichkeit gefunden werden, die Netzstruktur weiter zu vereinfachen, um eine höhere Abbildungsgenauigkeit bei annähernd gleichbleibenden Abbildungsgrad zu erreichen. Wie bereits im Rahmen der Blindleistungskompensation erläutert, würde die Erhöhung der Genauigkeit eine Zusammenfassung des dichtbesiedelten Bereichs mit erheblichen Informationsverlust bedeuten. Das Netzmodell aus Abbildung 4-8 wird zur Ermittlung der Auswirkungen der E-Mobilität bzw. der Nutzung von PV-Potenzialen auf die Netzbelastung, hinsichtlich der

Untersuchung der Auslastungen der Leitungen und Transformatoren, als ausreichend genau eingestuft. Wie bereits erwähnt, wird das Netzmodell aufgrund der Abweichungen der Blindleistungslastflüsse und deren Einfluss auf die Knotenspannungen sowie der Tatsache des aggregierten Netzknotens zur Analyse der Spannungsstabilität nicht eingesetzt. Des Weiteren bildet das entwickelte Netzmodell die Grundlage für die durchgeführte Case-Study. In einer abschließenden Analyse wird im Rahmen der netztechnischen Betrachtung, siehe Kapitel 5.3.5, auf den Einfluss der bestehenden Abweichungen in den „Verbindungsleitungen“ auf die Ergebnisse der netztechnischen Betrachtung eingegangen. Wobei prinzipiell gilt, dass Leitungen mit negativen Abweichungen im Netzmodell früher überlastet sind als im Originalnetz der Mittelspannungsebene und vice versa.

Im Anschluss an die Genauigkeitsanalyse, folglich mit der Fertigstellung des zellbasierten Netzmodells, besteht die Möglichkeit elektrische Produktionspotenziale, Ladestationen für die E-Mobilität und andere Elemente, die eine flexible Nutzung ermöglichen (Wärmepumpen, Power-to-Heat-Systeme usw.), in das Netzmodell zu integrieren. Im Rahmen der in dieser Arbeit vorgestellten Case-Study, werden an jeden Netzknoten der 5 kV-Spannungsebene eine PV-Anlage für das PV-Potenzial und eine Ladestation angeschlossen. Eine Aufteilung des PV-Potenzials sowie der Ladestationen auf beide Spannungsebenen wird nicht in Betracht gezogen, da das Netzmodell für die höchstmögliche Belastung untersucht werden soll. Dies wird für den in Abbildung 4-8 dargestellten Detailausschnitt des Netzknotens K17_005 in Abbildung 4-12 demonstriert.

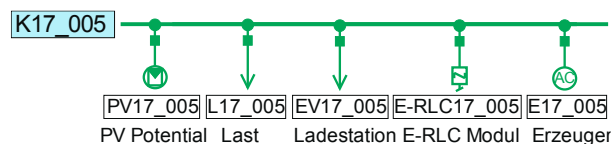


Abbildung 4-12: Netzknoten K17_005 inklusive PV-Potenzial und Ladestation

4.2 Einbindung Last- und Erzeugungsprofile in das Modell

Die in dieser Arbeit verwendeten Last- und Erzeugungsprofile basieren auf gemessenen Daten, auf der Anwendung von Standardlastprofilen sowie auf dem Einstrahlungsmodell nach Perez. Das Einstrahlungsmodell nach Perez wird genutzt um einerseits die Erzeugungsprofile der bestehenden PV-Anlagen zu modellieren und andererseits die Erzeugungsprofile der PV-Potenziale. Die gemessenen Daten liegen als zeitlich aufgelöste Profile (15-Minuten-Leistungswerte) vor und werden zu den Last- und Erzeugungsprofilen der jeweiligen Zelle aggregiert. Die PV-Erzeugungsprofile der bestehenden Anlagen werden ebenfalls zu den Erzeugungsprofilen der jeweiligen Zelle hinzugefügt. Als Ergebnis liegt je Energieknoten somit jeweils ein zeitlich aufgelöstes Last- und Erzeugungsprofil vor, welches alle Verbraucher und Erzeuger innerhalb einer Zelle erfasst. Die Modellierung dieser zeitlich

aufgelösten Last- und Erzeugungsprofile je Energieknoten und Spannungsebene werden mit Hilfe der Software MATLAB® [99] umgesetzt.

4.2.1 Standardisierte Lastprofile

Wie in vergangenen Kapiteln bereits erläutert, werden die Verbraucher und Erzeuger den Zellen zugeordnet und deren vom Netzbetreiber gemessenen Jahresenergieverbräuche bzw. –erzeugungen in den Energieknoten aggregiert. Basierend auf diesen wird für jede Zelle, Spannungsebene sowie Kategorie der VDEW-Standardlastprofile und der standardisierten Lastprofile der E-Control, ein Lastprofil (15-Minuten-Leistungswerte) für den gewählten Betrachtungszeitraum von einem Jahr ermittelt. Anschließend werden alle Jahreslastprofile innerhalb einer Zelle und Spannungsebene zu einem Summenlastprofil aggregiert und in den Energieknoten des zellbasierten Netzmodells implementiert. Da im Rahmen des zellularen Ansatzes eine Vielzahl an Netzstationen zusammengefasst werden und somit zahlreiche Kunden, können die Lastverläufe der Verbraucher mit Hilfe der angewendeten Methode mit einer ausreichenden Abbildungsgenauigkeit erfasst werden, siehe Kapitel 3.3.1 und Abbildung 3-6.

4.2.2 PV-Erzeugungsprofile

Die Modellierung der PV-Erzeugungsprofile, für die bereits installierten PV-Anlagen sowie für die PV-Potenziale der Stadt Leoben, basiert im Wesentlichen auf zwei Schritten: (1) Ermittlung der Dachflächen und (2) Anwendung des in Kapitel 3.3.2 vorgestellten MATLAB®-Tools.

Zur Ermittlung der Dachflächen erfolgt die grafische Darstellung der im Solardachkataster enthaltenen Dachflächen mit Hilfe der Software QGIS®. Durch Verschneidung der Dachflächen mit der geografischen Verortung der bestehenden PV-Anlagen aus dem zur Verfügung gestellten Netzmodell (Kapitel 4.1.1) erfolgt basierend auf den ausgelegten Spitzenwert (kW_{Peak}) der jeweiligen Anlage die Ermittlung der Dachflächen und deren Eignung. Aus den Einstrahlungs- und Temperaturdaten und der Daten zu den Dachflächen erfolgt die Modellierung der zeitlich aufgelösten PV-Erzeugungsprofile der bestehenden Anlagen.

Die ermittelten Dachflächen der bestehenden PV-Anlagen werden von den Dachflächen aus dem Solardachkataster abgezogen, sodass während der Erhebung der PV-Potenziale diese Dachflächen nicht mehr berücksichtigt werden können. Anschließend werden die Dachflächen anhand der im Rahmen der Modellerstellung getätigten Zelleneinteilung den jeweiligen Energiezellen zugeordnet. Durch Anwendung des MATLAB®-Tools werden für jede Zelle zeitlich aufgelöste PV-Erzeugungsprofile generiert, welche die jahreszeitlichen Bedingungen auf Basis realer Einstrahlungs- und Temperaturdaten berücksichtigen.

Bei einer Nutzung von 100% des PV-Potenzials (PV-Durchdringung = 100%) werden alle Dachflächen (abzüglich der Dachflächen der bestehenden Anlagen), welche im Solardachkataster als "gut" und "sehr gut" klassifiziert wurden, als potenziellen Dachflächen zur Erzeugung von Photovoltaik berücksichtigt.

4.3 Synthetische Ladelastprofile für die E-Mobilität

Für die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten synthetischen Ladelastprofile, wird unter Verwendung der Software MATLAB® ein Tool zur Modellierung zeitlich aufgelöster synthetischer Ladelastprofile entwickelt. Diese basieren auf einer realen Verkehrsanalyse und statistischen Daten.

4.3.1 Datenerhebung

Als Basis für die Modellierung der synthetischen Ladelastprofile dient das Ladeverhalten, welches wiederum auf dem Mobilitätsverhalten beruht. Hierzu wird anhand des Mobilitätsverhaltens des zu untersuchenden Gebietes die statistische Wahrscheinlichkeit der Fahrzeuge an bestimmten Orten und deren zurückgelegte Wegstrecken ermittelt. Das Mobilitätsverhalten liegt im Rahmen des FFG-Projektes „Move2Grid“ [92] aus einer Kombination einer detailreichen Verkehrsanalyse für die Stadt Leoben sowie statistischen Daten [28, 29] vor. Die **Verkehrsanalyse** unterscheidet den Zweck des Aufenthalts am Zielort, weshalb sich sieben vordefinierte Nutzergruppen (NG) ergeben: Fahrt nach Hause, Fahrt zur Arbeit mit dem Privat- oder Dienstwagen, Fahrt zum Einkaufen, Fahrt zu einer Erledigung (z.B. Arztbesuch), Fahrt zu einer Freizeitaktivität und Fahrt zur Ausbildungsstätte. [92, 100] Für eine einfachere Formulierung und Kennzeichnung der unterschiedlichen Nutzergruppen, werden entsprechende Kurzbezeichnungen eingeführt. Die Gegenüberstellung der Langbezeichnung und Kurzbezeichnung der Nutzergruppen sind Tabelle 4-3 zu entnehmen. Die Daten der Verkehrsanalyse liegen für jede Nutzergruppe als geografisch verortetes 100x100 Meter Raster vor. Jede Rastereinheit besitzt wiederum einen Rasterpunkt, in welchem die unterschiedlichsten Parameter, wie beispielsweise die durchschnittliche Aufenthaltsdauer, die zurückgelegte Wegstrecke oder die Anzahl der Wege, hinterlegt sind.

Die im Mobilitätsverhalten enthaltenen Tagesganglinien von Quell- und Zielverkehr nach Bosserhoff [101] basieren auf der statistischen Auswertung des Verkehrsverhaltens und liegen als Tagesverteilungen für 15 verschiedene Fahrtzwecke vor. Diese Verteilungen beschreiben den relativen Anteil der ankommenden und abfahrenden Fahrzeuge zu jeder Stunde des Tages bezogen auf die Gesamtmenge der Fahrzeuge eines Tages (24 Stunden). Mit Ausnahme der Nutzergruppe „Arbeit-privat“ und „Arbeit-dienst“ können die Tagesganglinie für Quell- (Abfahrt) und Zielverkehr (Ankunft) direkt einer Nutzergruppe zugeordnet werden. Für die Nutzergruppen „Arbeit-privat“ und „Arbeit-dienst“ müssen „individuelle“ Tagesverteilung auf

Basis der verschiedenen Tagesganglinien nach Bosserhoff modelliert werden, siehe Kapitel 4.3.2. [92, 102]

Tabelle 4-3: Übersicht Lang- und Kurzbezeichnung der sieben Nutzergruppen

Nummer	Nutzergruppe	
	Langbezeichnung	Kurzbezeichnung
1	Fahrt nach Hause	nach Hause
2	Fahrt zu einer Freizeitaktivität	Freizeit
3	Fahrt zur Arbeit mit dem Privatwagen	Arbeit-privat
4	Fahrt zur Arbeit mit dem Dienstwagen	Arbeit-dienst
5	Fahrt zur Ausbildungsstätte	Ausbildung
6	Fahrt zu einer Erledigung	Erledigung
7	Fahrt zum Einkaufen	Einkauf

Zwei Beispiele von Tagesganglinien von Quell- und Zielverkehr nach Bosserhoff für die Fahrtzwecke „nach Hause“ und „Arbeit-Schichtbetrieb“ sowie die ermittelten kumulativen Verteilungen sind in Abbildung 4-13 dargestellt. [101]

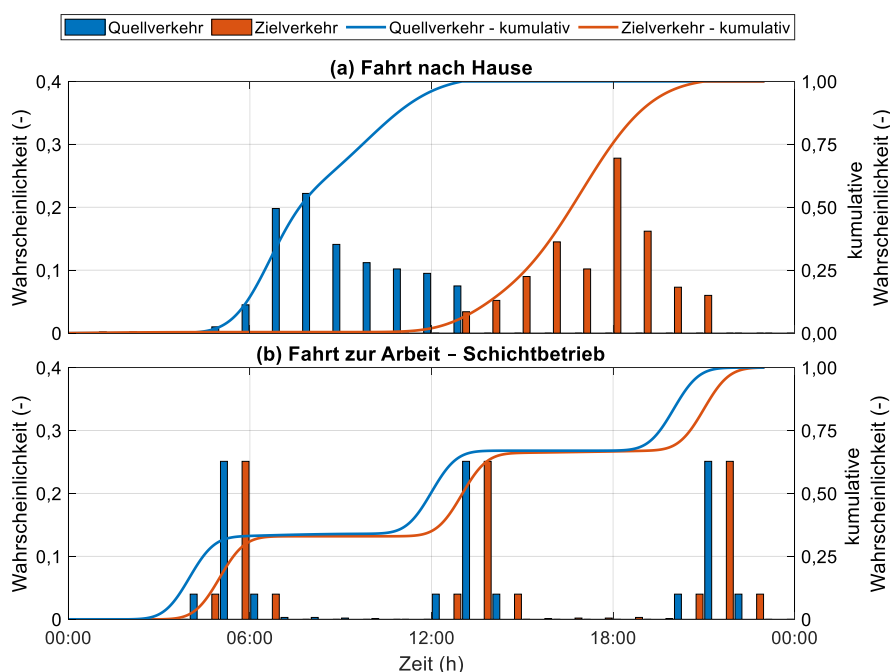


Abbildung 4-13: Tagesganglinien von Quell- und Zielverkehr nach Bosserhoff [101] und kumulative Verteilungsfunktion. Fahrtzweck: (a) „Fahrt nach Hause“ (b) „Fahrt zur Arbeit-Schichtbetrieb“

Parameter, welche im Rahmen der Verkehrsanalyse nicht erfasst bzw. abgebildet werden können, werden mit Hilfe statistischer Daten aus umfassenden Berichten zum Mobilitätsverhalten (z.B. „Österreich unterwegs 2013/2014“ [28] und „Mobilität in Deutschland“ [29]) ergänzt. Mit Hilfe solcher Berichte, werden beispielsweise die Anzahl der Wege je Samstag und Sonntag durch Nutzung empirischer Faktoren basierend auf der Anzahl der Wege je Werktag ermittelt. Die Anzahl der Wege je Werktag ist in der Verkehrsanalyse hinterlegt.

Zusätzlich zu der Verkehrsanalyse und den Mobilitätsmustern sind fahrzeugbezogene Spezifikationen wie Batteriekapazität, durchschnittlicher Energieverbrauch (kWh/100 km) und Ladeeffizienz erforderlich, um die synthetischen Ladelastprofile der E-Mobilität zu modellieren. Ausgehend von den in Deutschland 2018 registrierten EV-Modellen [103] werden daher 15 verschiedene EV-Modelle (Anhang: Tabelle 9-1) für den Personenverkehr identifiziert und eine Verteilungsfunktion des EV-Typs abgeleitet. Anschließend werden jedem EV-Typ auf Basis des ADAC-Ökotests [104] die oben genannten spezifischen Fahrzeugparameter zugeordnet. Der angegebene durchschnittliche Energieverbrauch wird bei einer Umgebungstemperatur von 20°C gemessen. Um die jahreszeitlichen Schwankungen der Temperatur und ihre Auswirkungen auf den durchschnittlichen Energieverbrauch zu berücksichtigen, wird der durchschnittliche Energieverbrauch in Abhängigkeit der Jahreszeiten auf der Grundlage der durchschnittlichen Umgebungstemperaturen für Sommer (mittlere Temperatur von 18,8 °C [105], Anstieg um 1,6%), Winter (mittlere Temperatur von 2,7 °C [105], Anstieg um 28,3%) und Übergangszeit (mittlere Temperatur von 10,5 °C [105], Anstieg um 13,1%) basierend auf Tober [106] ermittelt.

4.3.2 Modellierung synthetischer Ladelastprofile

Die Entwicklung dieser synthetischen Ladelastprofile ist in Abbildung 4-14 schematisch dargestellt und besteht im Wesentlichen aus vier Schritten: (1) Erstellung der Datenbank, (2) Erstellung des Ladeprotokolls, (3) Modellierung der Ladekurve und (4) Aggregation des Lastprofils auf Zellenebene.

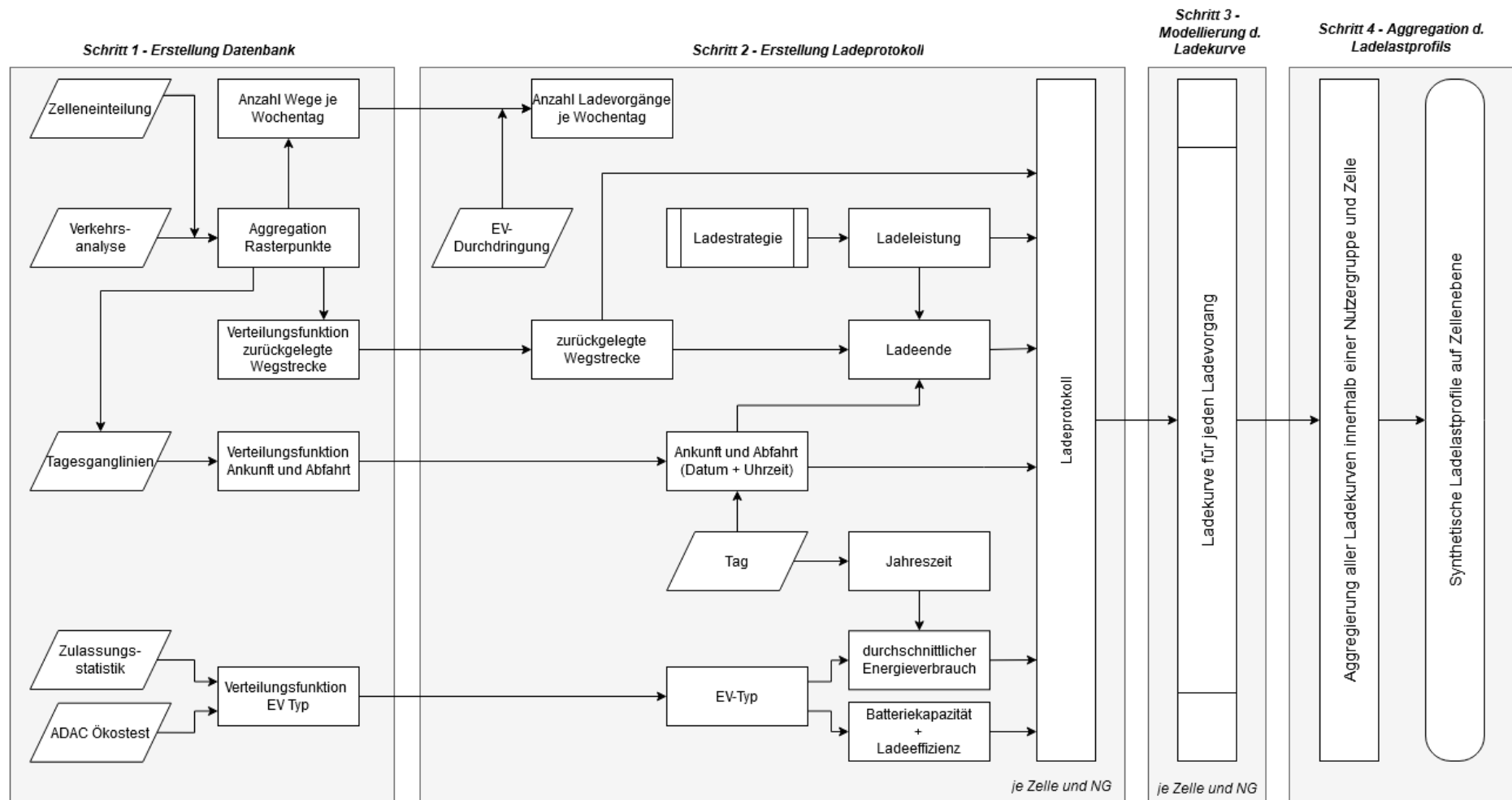


Abbildung 4-14: Ablaufschema: Entwicklung synthetischer Ladelastprofile

Schritt 1 – Erstellung der Datenbank

In Schritt 1 wird die Datenbank für die Ermittlung der synthetischen Ladelastprofile anhand der in Kapitel 4.3.1 beschriebenen Datenerhebung erstellt. Hierzu werden die Daten aus der Verkehrsanalyse bzw. dem Mobilitätsverhalten für die weitere Verwendung aufbereitet. Während dieser Aufbereitung werden spezifische Informationen der Szenarien, wie Ladeleistung, Betrachtungszeitraum oder EV-Durchdringung nicht berücksichtigt. Aus diesem Grund kann Schritt 1, zur Erstellung von synthetischen Ladelastprofilen unterschiedlicher Szenarien, übersprungen werden, insofern keine Änderungen in der Verkehrsanalyse sowie den statistischen Daten auftreten.

Zu Beginn erfolgt mit Hilfe der Software QGIS® die Zuordnung der Rastereinheiten bzw. Rasterpunkte zu den Energiezellen, welche bereits im Rahmen der Entwicklung des zellbasierten Netzmodells erstellt worden sind, siehe Kapitel 4.1.2. Anschließend erfolgt, wie in Abbildung 4-15 anhand einer schematischen Darstellung zu sehen, die Aggregation aller Rasterpunkte innerhalb einer Zelle und der darin enthaltenen Daten in die Energieknoten. Dieser Vorgang wird für jede Nutzergruppe aus der Verkehrsanalyse getrennt durchgeführt. Durch die Aggregation der zurückgelegten Wege je Werktag und Rasterpunkt, erfolgt die Ermittlung der Anzahl der Wege je Werktag, Zelle und Nutzergruppe. Diese können der im Anhang befindlichen Tabelle 9-2 entnommen werden. Wie bereits in Kapitel 4.3.1 beschrieben erfolgt mit Hilfe von empirischen Faktoren die Ermittlung der Anzahl der Wege je Samstag und Sonntag. Die Anzahl der Wege je Werktag entspricht dem heutigen Mobilitätsverhalten, d.h. in einem Szenario mit einer Durchdringung von 100% EV stellt jede zurückgelegte Wegstrecke eine Fahrt mit einem Elektrofahrzeug dar. Die Anzahl der Wege je Wochentag (Werktag, Samstag, Sonntag), Zelle und Nutzergruppe wird anschließend in der Datenbank hinterlegt.

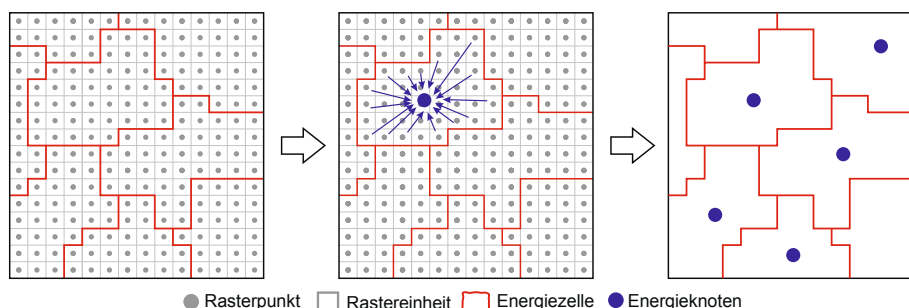


Abbildung 4-15: Schematische Darstellung der Aggregation der Rasterpunkte in die Energieknoten

Zudem befindet sich in jedem Rasterpunkt die durchschnittlich zurückgelegte Wegstrecke (km/Weg) der in dieser Rastereinheit ankommenden Fahrzeuge. Basierend auf diesen, wird anhand der Zellenzuordnung im Rahmen der Aggregation der Rasterpunkte eine Verteilungsfunktion für die innerhalb einer Zelle und Nutzergruppe zurückgelegte Wegstrecken abgeleitet.

Anschließend erfolgt die Zuweisung der Tagesganglinien nach Bosserhoff bzw. Ermittlung der „individuellen“ Tagesverteilungen für jede Nutzergruppe und Zelle. Wie bereits erwähnt, können mit Ausnahme der Nutzergruppen „Arbeit-privat“ und „Arbeit-dienst“ alle anderen Nutzergruppen direkt den Tagesganglinien von Quell- und Zielverkehr nach Bosserhoff zugeordnet werden. Für die beiden anderen Nutzergruppen werden „individuelle“ Tagesverteilungen ermittelt, welche stark von den branchenspezifischen Arbeitsplätzen im Untersuchungsraum abhängig sind. Hierzu wird anhand der in den Rasterpunkten enthaltenen Branchen, während der Aggregation der Rasterpunkte, eine Verteilungsfunktion der branchenspezifischen Arbeitsplätze innerhalb einer Zelle erstellt. Wie anhand der Abbildung 4-16 demonstriert, kann den Branchen jeweils eine Tagesganglinie nach Bosserhoff zugeordnet werden. Der jeweilige Anteil der Branche (Verteilungsfunktion) wird mit der zugeordneten Tagesganglinie nach Bosserhoff multipliziert. Durch Addition dieser Tagesverteilungen je Branche erfolgt schlussendlich die Ermittlung der „individuellen“ Tagesverteilung.

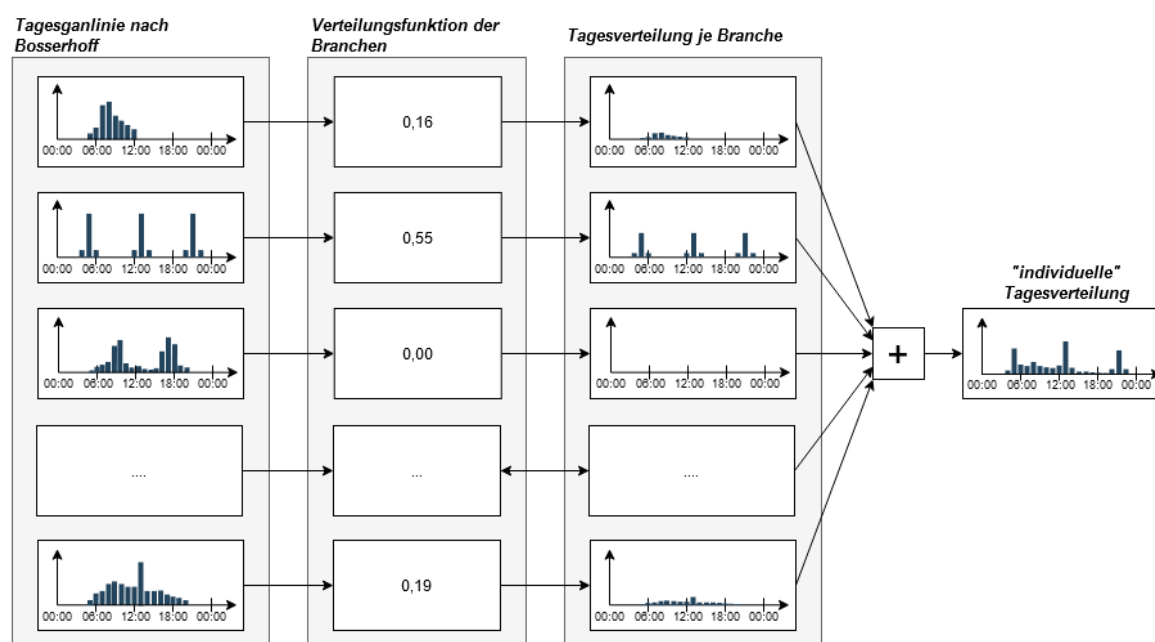


Abbildung 4-16: Ermittlung „individuelle“ Tagesverteilung basierend auf den Tagesganglinien nach Bosserhoff

Für die direkt zugeordneten Tagesganglinien nach Bosserhoff sowie für die „individuellen“ Tagesverteilungen werden schließlich für jede Zelle und Nutzergruppe kumulative Verteilungsfunktionen der ankommenden und abfahrenden Fahrzeuge generiert und in der Datenbank hinterlegt. Abschließend erfolgt die Aufbereitung der Verteilungsfunktion des EV-Typs wie in Kapitel 4.3.1 bereits beschrieben.

Schritt 2 – Erstellung des Ladeprotokolls

In Schritt 2 erfolgt zunächst die Eingabe der für die Szenarien relevanten Daten, wie die EV-Durchdringung, Ladestrategie inkl. Ladeleistung und Betrachtungszeitraum. Anschließend werden für jede Zelle und Nutzergruppe Ladeprotokolle, welche als Basis für die Modellierung des Lastverlaufs der Ladevorgänge dienen, erstellt. Jeder Ladevorgang wird durch die Ankunft, die Abfahrt, das Ladeende, die zurückgelegte Wegstrecke, den EV-Typ (Batteriekapazität, Ladeeffizienz, durchschnittlicher Energieverbrauch) und die Ladeleistung definiert. Die Anzahl der Ladevorgänge im Ladeprotokoll ergibt sich durch die Multiplikation der Anzahl der Ladevorgänge je Wochentag (Werktag, Samstag oder Sonntag) mit der Anzahl der Tage des Betrachtungszeitraums. Wobei die Anzahl der Ladevorgänge je Wochentag wiederum durch Multiplikation der EV-Durchdringung mit der Anzahl der Wege je Wochentag ermittelt wird.

Anhand der Verteilungsfunktionen, welche sich in der Datenbank befinden, siehe Abbildung 4-17, werden mittels probabilistischen Ansatzes für jeden Ladevorgang die folgenden Parameter ermittelt: Abfahrt, Ankunft, zurückgelegte Wegstrecke und EV-Typ. Der probabilistische Ansatz nutzt einen Zufallsgenerator sowie kumulative Verteilungsfunktionen zur Ermittlung der gewünschten Parameter, ähnlich wie in den Referenzen [6, 27, 44]. Die Definition der Ladevorgänge wird aufgrund der stochastischen Natur des Mobilitätsverhaltens und der angewendeten Methodik des probabilistischen Ansatzes für jeden Tag des gewählten Betrachtungszeitraumes durchgeführt.

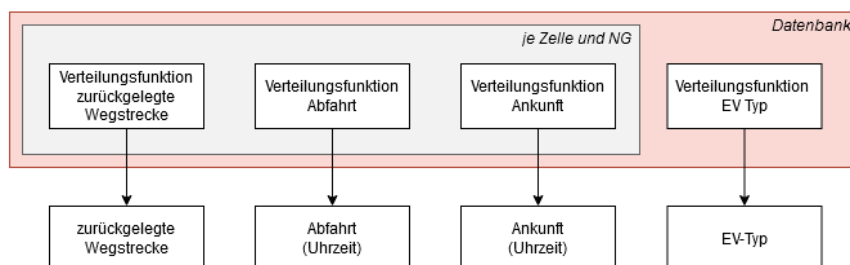


Abbildung 4-17: Übersicht Datenbank und die daraus ermittelten Parameter

Die aus dem probabilistischen Ansatz erhaltene Uhrzeit von **Ankunft und Abfahrt** wird um den Datumsstempel des aktuellen Tages erweitert. Sodass jeder Ladevorgang im Ladeprotokoll einem definierten Tag des gewählten Betrachtungszeitraumes eindeutig zugewiesen werden kann. Über den **EV-Typ** werden die Parameter: Batteriekapazität, Ladeeffizienz und durchschnittlicher Energieverbrauch festgelegt. Da der Einfluss der Jahreszeit auf den durchschnittlichen Energieverbrauch berücksichtigt wird, findet bei der Zuweisung des durchschnittlichen Energieverbrauchs zusätzlich die Abfrage der Jahreszeit für den aktuellen Tag statt. Die damit einhergehende Festlegung der Jahreszeiten entspricht den im Rahmen der VDEW-Standardlastprofile definierten Jahreszeiten (Winter, Übergang und Sommer), siehe Kapitel 3.3.1. Bevor die **zurückgelegte Wegstrecke** mittels probabilistischen Ansatzes

ermittelt wird, erfolgt die Identifizierung der Anzahl jener Nutzergruppen bei denen während eines Aufenthaltes geladen wird. Werden alle sieben Nutzergruppen für die Modellierung der synthetischen Ladelastprofile berücksichtigt, wird die Annahme getroffen, dass nach jeder zurückgelegten Wegstrecke geladen wird. Somit erfolgt für jede zurückgelegte Wegstrecke die Ermittlung der Distanz. Werden jedoch nur einige Nutzergruppen ausgewählt, wird für diese eine Fahrkette erstellt.

Die Erstellung der Fahrkette wird notwendig, da nun nicht mehr davon ausgegangen werden kann, dass nach jeder zurückgelegten Wegstrecke geladen wird. Die „Fahrkette“ dient daher der Sicherstellung, dass alle zurückgelegten Strecken eines Fahrzeuges, welches sich zwischen mehreren Nutzergruppen hin und her bewegt, berücksichtigt werden. Zu diesem Zweck besteht eine Fahrt der ausgewählten Nutzergruppen aus mehreren „Teilfahrten“. Wird beispielsweise die Fahrkette: Arbeit – Einkaufen – Wohnen –Arbeit mit dem Privatwagen zurückgelegt, besteht diese aus drei „Teilfahrten“ und wird entsprechend dem letzten Ziel der Fahrkette „zur Arbeit“ der Nutzergruppe „Fahrt zur Arbeit mit dem Privatwagen“ zugeordnet. Daher wird für jede Fahrt der ausgewählten Nutzergruppen die gesamte zurückgelegte Wegstrecke, wie in Abbildung 4-18 dargestellt, bestimmt. Die Anzahl der „Teilfahrten“ der Fahrkette werden anhand der statistischen Verteilung der Anzahl der Fahrten je Tag und Fahrzeug basierend auf einem probabilistischen Ansatz ermittelt.

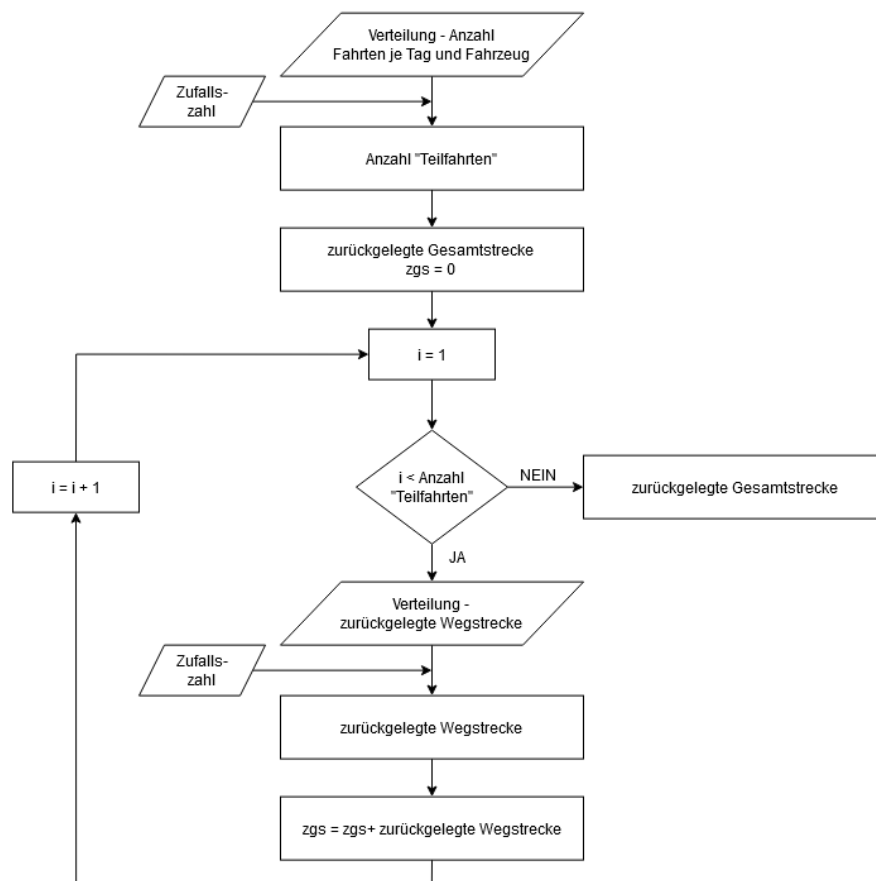


Abbildung 4-18: Fahrkettenmodell: Ermittlung der zurückgelegten Wegstrecke

Für jede „Teilfahrt“ wird anschließend die zurückgelegte Wegstrecke ermittelt und aufsummiert. Hierbei wird einerseits die Verteilung der zurückgelegten Wegstrecke der entsprechenden Nutzergruppe genutzt und andererseits eine „neue“ Verteilungsfunktion. Die „neue“ Verteilungsfunktion für die zurückgelegte Wegstrecke ergibt sich aus den Verteilungsfunktionen der nicht ausgewählten Nutzergruppen und wird für jede Zelle neu bestimmt. Werden beispielsweise drei „Teilfahrten“ bestimmt, werden zwei zurückgelegte Wegstrecken (Hin- und Rückweg) aus der ursprünglichen Verteilungsfunktion gezogen und eine aus der „neuen“ Verteilungsfunktion. Diese Teilfahrten werden wie bereits erwähnt aufsummiert, sodass eine Gesamtstrecke entsteht, welche in das Ladeprotokoll als zurückgelegte Wegstrecke gespeichert wird.

Die beiden letzten im Ladeprotokoll notwendigen Parameter sind die Ladeleistung und das Ladeende. Die Ladeleistung wird im Rahmen der Festlegung der Ladestrategie definiert. Bevor die in der Arbeit untersuchten Ladestrategien im Detail beschrieben werden, sind in Tabelle 4-4 ihre wichtigsten Unterscheidungsmerkmale zusammengefasst. Für jede Nutzergruppe kann prinzipiell die Ladestrategie sowie Ladeleistung separat festgelegt werden. So besteht beispielsweise die Möglichkeit für die Nutzergruppe „nach Hause“ Ladestrategie 3 und eine Ladeleistung von 3,7 kW auszuwählen, während für die Nutzergruppe „Einkauf“ die Ladestrategie 1 und eine Ladeleistung von 11 kW festgelegt wird.

Tabelle 4-4: Übersicht Ladestrategien

Ladestrategie		Ladebeginn	Ladeleistung	Weitere Informationen
Nr.	Typ			
1	Ungesteuert	Ankunftszeitpunkt	Fixe Ladeleistung	Basis für Ladestrategie 2 und 3
2	Gesteuert	Ankunftszeitpunkt	Reduzierte Ladeleistung basierend auf Ladestrategie 1	Ermittlung ideale Ladeleistung in Abhängigkeit von Aufenthaltsdauer
3	Gesteuert	Abhängig von Zeitspanne in die Ladevorgänge verschoben werden	Fixe Ladeleistung	Zwei Ansätze: Verschiebung in PV-Spitze oder Lastreduktion

Aufgrund der probabilistischen Vorgehensweise bei der Definition der Ladevorgänge, sollte zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit unterschiedlicher Ladestrategien und Ladeleistungen eine einheitliche Basis der definierten Ladevorgänge hinsichtlich Ankunft, Abfahrt, durchschnittlicher Verbrauch und EV-Typ geschaffen werden. Um dies zu gewährleisten, basieren die Ladevorgänge der Ladestrategie 2 und 3 auf jenen der Ladestrategie 1. Anhand

der durch die Ladestrategie festgelegten Ladeleistung und der Annahme, dass der Zeitpunkt der Ankunft dem Ladebeginn entspricht wird abschließend ein vorläufiges Ladeende ermittelt.

Bei **Ladestrategie 1** wird eine fixe Ladeleistung für alle Ladevorgänge innerhalb einer Nutzergruppe festgelegt. Die Ladeleistungen können beispielsweise, wie bei heutigen Ladestationen durchaus üblich, zwischen 3,7 kW und 50 kW variieren. Alle weiteren bereits ermittelten Parameter (Ankunft, Abfahrt, zurückgelegte Wegstrecke, EV-Typ, Ladeende) bleiben unverändert, d.h. der Ladebeginn entspricht dem Zeitpunkt der Ankunft und das Ladeprotokoll wird um die Ladeleistung und das Ladeende erweitert.

Die **Ladestrategie 2** ermöglicht für jeden Ladevorgang eine reduzierte Ladeleistung unter Berücksichtigung der verfügbaren Ladezeit, die der Aufenthaltsdauer entspricht. Wie in Abbildung 4-19 dargestellt wird anhand des Zeitpunktes der Ankunft, der Abfahrt und des Ladeendes, die Aufenthaltsdauer bzw. Ladedauer ermittelt. Anschließend wird ein Vergleich zwischen der Aufenthaltsdauer und der Ladedauer durchgeführt. Ist die Aufenthaltsdauer kleiner als die Ladedauer, wird die Ladekurve unter Verwendung der bereits im Ladeprotokoll definierten Ladeleistung modelliert. Ist die Aufenthaltsdauer jedoch größer als die Ladedauer, wird die kleinstmögliche Ladeleistung, bei der eine Vollladung des E-Fahrzeugs bei Abfahrt gewährleistet wird, ausgewählt.

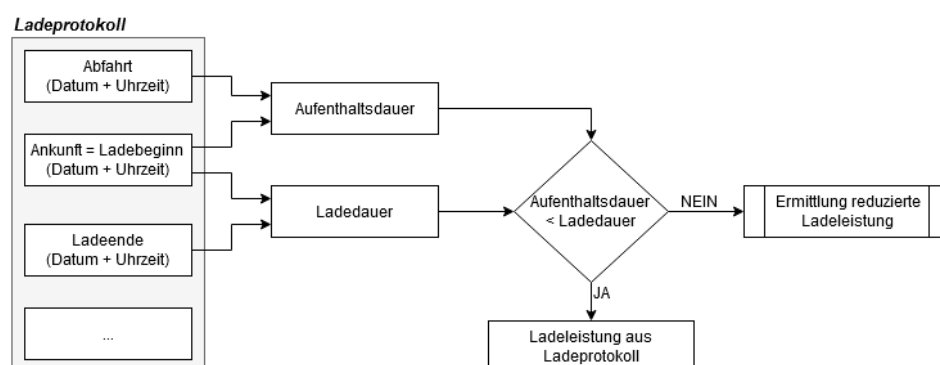


Abbildung 4-19: Ladestrategie 2 – Ermittlung der reduzierten Ladeleistung

Durch **Ladestrategie 3** wird gesteuertes Laden, welches ausgehend vom Mobilitätsverhalten eine zeitliche Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze bzw. eine Lastreduktion durch Aneinanderreihung der Ladevorgänge berücksichtigt, ermöglicht. Bei beiden Ansätzen wird die Randbedingung festgelegt, dass trotz Verschiebung des Ladevorganges die Fahrzeuge bis zum Ende des Aufenthalts vollständig aufgeladen sind. Zudem wird kein Einfluss auf die Ladedauer der einzelnen Ladevorgänge vorgenommen, d.h. die Ladevorgänge finden mit deren ursprünglichen Ladeleistung aus dem Ladeprotokoll statt.

Der Entscheidungsprozess, für welche Ladevorgänge aus den Ladeprotokollen der Ladestrategie 1 die Anwendung der Ladestrategie 3 (Verschiebung in die PV-Einspeisespitze bzw. Lastreduktion) in Betracht gezogen werden kann, ist Abbildung 4-20 zu entnehmen. Für

diesen Entscheidungsprozess wird zunächst, basierend auf den Tagesverteilungen für Ankunft und Abfahrt jeder Zelle und Nutzergruppe, eine Aufenthaltsverteilung erstellt. Für jede Spitze der Aufenthaltsverteilung der Fahrzeuge wird analysiert, in welchem Zeitraum sich beispielsweise 90% aller Fahrzeuge, bezogen auf den jeweiligen Spitzenwert der Aufenthaltsverteilung, innerhalb der Zelle befinden. Basierend auf dem zeitlichen Auftreten (morgens, vormittags, mittags, nachmittags, abends oder nachts) dieser Zeitspanne wird die Auswahl des anzuwendenden Ansatzes (Verschiebung in PV-Spitze oder Lastreduktion) der Ladestrategie 3 getroffen. Dieser Entscheidungsprozess wird für jede Spitze der Aufenthaltsverteilung durchgeführt, sodass innerhalb eines Tages sowohl eine Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze als auch eine Lastreduktion vorgenommen werden kann.

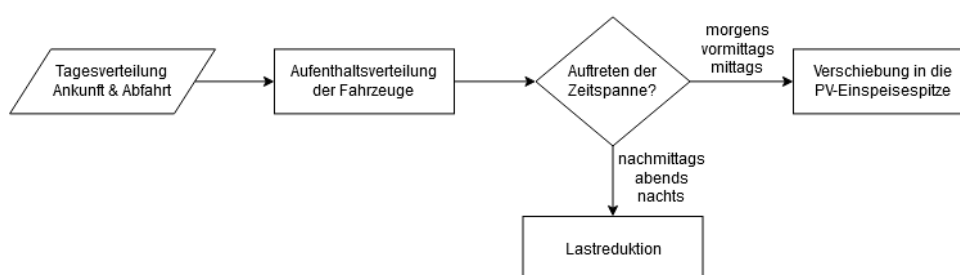


Abbildung 4-20: Ladestrategie 3 – Entscheidungsprozess: Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze oder Lastreduktion durch Aneinanderreihung der Ladevorgänge

Im Anschluss an den Entscheidungsprozess erfolgt für jede Spitze der Aufenthaltsverteilung die finale Definition der Zeitspannen, in die bzw. innerhalb derer die zugehörigen Ladevorgänge verschoben werden können. Zu diesem Zweck wird die aus der Aufenthaltsverteilung ermittelte Zeitspanne durch Berücksichtigung der durchschnittlichen Aufenthaltsdauer der Fahrzeuge der zugehörigen Zelle und Nutzergruppe sowie eines geringeren Grenzwertes (beispielsweise 40% statt 90% aller Fahrzeuge müssen sich in Spitze aufhalten) erweitert. Findet eine Lastreduktion statt, wird die so definierte Zeitspanne zur Verschiebung der Ladevorgänge herangezogen. Im Falle der Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze wird das zeitliche Auftreten der PV-Einspeisespitze identifiziert und als finale Zeitspanne festgelegt.

Anschließend erfolgt die Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze bzw. zur Lastreduktion. Zur Veranschaulichung der Identifizierung, ob ein Ladevorgang (LV) verschoben werden kann oder nicht, dient Abbildung 4-21. Da für die Ladevorgänge LV 1 bis LV 4 (rot) der Zeitpunkt der Ankunft und der Abfahrt vor oder nach der definierten Zeitspanne liegen, besteht für diese Ladevorgänge keine Möglichkeit der Verschiebung in die definierte Zeitspanne. Diese Ladevorgänge finden daher zum ursprünglichen Ladebeginn, also wie bereits im Ladeprotokoll für Ladestrategie 1 definiert, statt. Die Ladevorgänge LV 5 bis LV 9 (grün) können prinzipiell in die oder innerhalb der Zeitspanne verschoben werden.

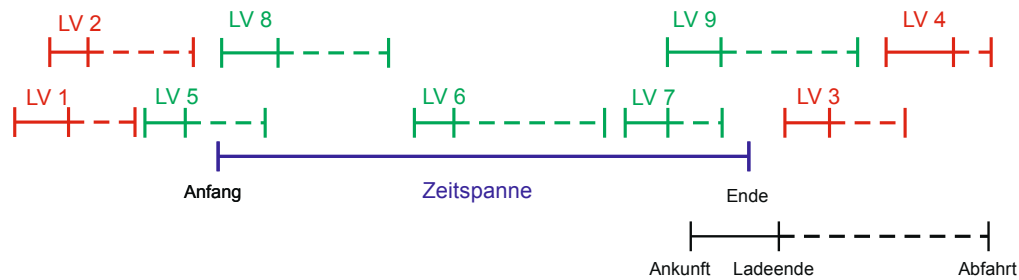


Abbildung 4-21: Ladestrategie 3 – exemplarische Beispiele für Ladevorgänge, welche in die oder innerhalb der Zeitspanne verschoben werden können (grün) oder nicht (rot)

Wie anhand von Abbildung 4-22 veranschaulicht, muss bei der Verschiebung des Ladevorgangs sichergestellt werden, dass dies nur innerhalb der Aufenthaltsdauer des E-Fahrzeugs möglich ist. Zudem wird die Randbedingung gefordert, dass das E-Fahrzeug zum Zeitpunkt der Abfahrt vollständig aufgeladen ist. Kann ein Ladevorgang diese Randbedingung nicht erfüllen, findet dieser ebenfalls zum ursprünglichen Zeitpunkt, wie im Ladeprotokoll für Ladestrategie 1 definiert, statt.

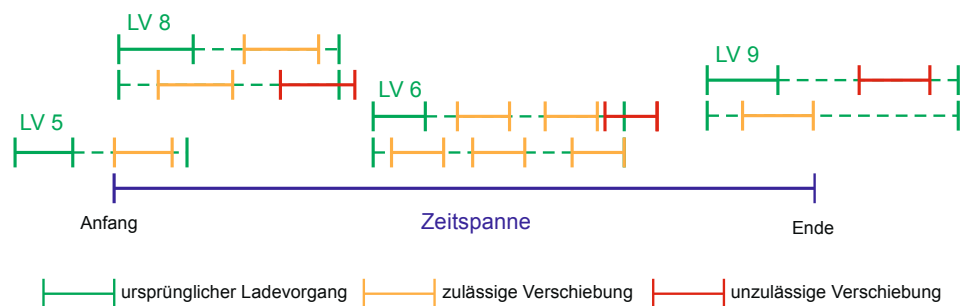


Abbildung 4-22: Ladestrategie 3 – exemplarische Beispiele Verschiebung der Ladevorgänge: (grün) ursprünglicher Ladevorgang; (orange) zulässige Verschiebung; (rot) unzulässige Verschiebung

Nach der Identifizierung der Ladevorgänge, welche in die oder innerhalb der Zeitspanne verschoben werden können, erfolgt die Verschiebung dieser Ladevorgänge nach definierten Kriterien. Zu diesen Kriterien gehört: die Aufenthaltsdauer, ein Prioritätsfaktor, der Beginn des Ladevorgangs und die Dauer des Ladevorgangs. Der Prioritätsfaktor beschreibt das Verhältnis zwischen Aufenthaltsdauer und Ladedauer. Daraus folgt, je näher dieses Verhältnis bei eins liegt, desto kürzer ist die Zeitspanne, in der dieser Ladevorgang innerhalb der Aufenthaltsdauer des Fahrzeugs verschoben werden kann. Diese Ladevorgänge erhalten somit eine hohe Priorität und werden ehestmöglich verschoben, d.h. ihnen wird ein neuer Ladebeginn, sowie ein neues Ladeende zugeordnet. Die Ladestrategie 3 nimmt lediglich Einfluss auf den Ladebeginn und das Ladeende eines Ladevorganges, alle anderen Parameter (z.B. EV-Typ, Ladeleistung, zurückgelegte Wegstrecke) des Ladeprotokolls bleiben unverändert.

Zur Veranschaulichung der beschriebenen Vorgehensweise und der damit verbundenen Auswirkungen auf das synthetische Ladelastprofil dient der in Abbildung 4-23 dargestellte

Vergleich des Ladelastprofils der Ladestrategie 1 mit jenem der Ladestrategie 3. Während die Ladevorgänge in den Morgen- und Mittagsstunden in die PV-Einspeisespitze verschoben werden, erfolgt abends die Aneinanderreihung der Ladevorgänge zur Lastreduktion. Zudem zeigt Abbildung 4-23 den Effekt, dass nicht immer alle Ladevorgänge verschoben werden können. Dies führt einerseits zur kleinen Lastspitze in den frühen Morgenstunden und andererseits dazu, dass alle Ladevorgänge in der Nacht bereits gegen Mitternacht beendet sind. Prinzipiell besteht jedoch bei ausreichender Aufenthaltsdauer auch für die Lastreduktion die Möglichkeit einer zeitlichen Verschiebung aller Ladevorgänge, sodass die Lastspitze zeitversetzt zu Ladestrategie 1 verläuft.

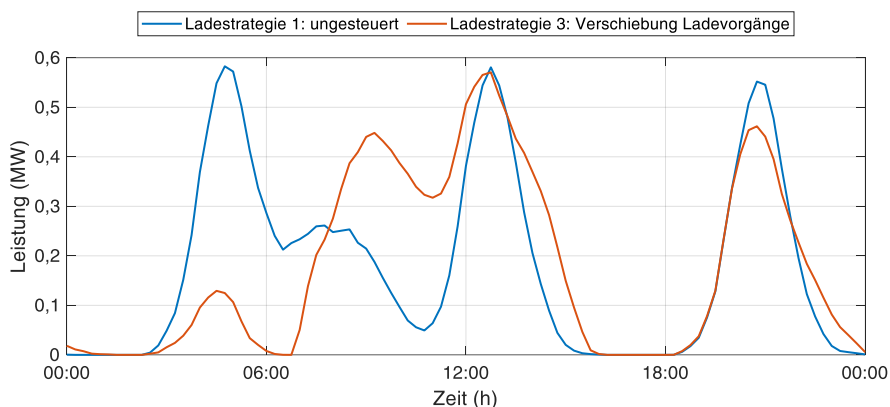


Abbildung 4-23: Vergleich synthetisches Ladelastprofil für Ladestrategie 1 und Ladestrategie 3 für eine ausgewählte Zelle und einen repräsentativen Sommertag

Schritt 3 – Modellierung der Ladekurve

In Schritt 3 wird für jeden Ladevorgang aus dem Ladeprotokoll, entsprechend dem Konstantstrom-Konstantspannungs-Ladeverfahrens (IU-Verfahren), eine Ladekurve modelliert. Wie in Abbildung 4-24 dargestellt, wird die Li-Ionen-Batterie zunächst mit einem konstanten Strom, d.h. mit konstanter Leistung (P_{konst}), geladen. Am Umschaltpunkt ($s = 80\%$ SOC) folgt die Ladung der Li-Ionen-Batterie bei konstanter Spannung, der Ladestrom nimmt entsprechend Schuster [107] exponentiell ab.

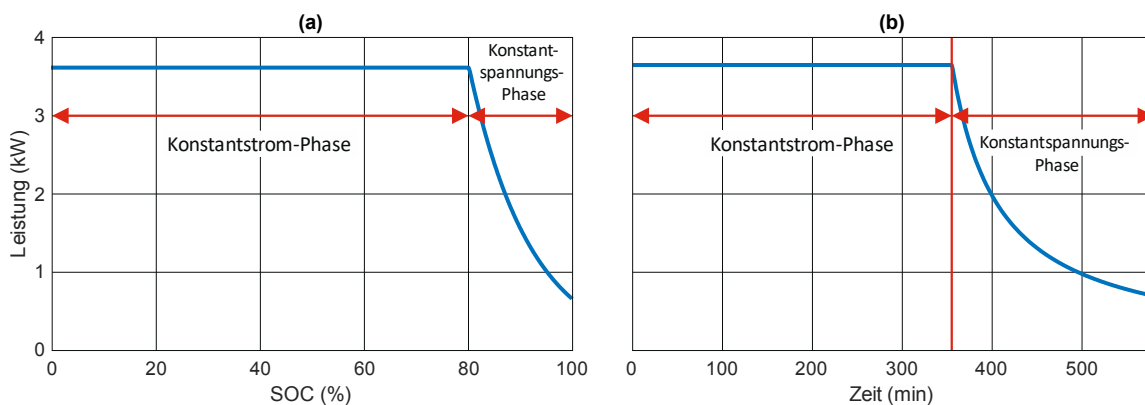


Abbildung 4-24: IU-Verfahren: Verhalten der Ladeleistung in Abhängigkeit (a) des Ladezustandes SOC bzw. (b) der Zeit von Li-Ionen-Batterien

Die Ladeleistung in Abhängigkeit vom Ladezustand (SOC) wird daher wie folgt berechnet: [107]

$$P = \begin{cases} P_{konst}, & \text{for } SOC \leq 80 \% \\ P_{konst} \cdot e^{\frac{s-SOC}{k_L}}, & \text{for } SOC > 80 \% \end{cases} \quad (4-7)$$

wobei k_L dem Ladekorrekturfaktor entspricht und so definiert ist, dass das Erreichen von 100% SOC mit dem Ladeabschaltstrom I_{LS} zusammenfällt. Der Ladekorrekturfaktor wird daher folgendermaßen berechnet: [107]

$$k_L = \frac{100 - s}{\ln\left(\frac{P_{konst}}{P_{LS}}\right)} \quad (4-8)$$

wobei die Ladeabschaltleistung P_{LS} die Kenngrößen der Li-Ionen-Batterie, wie die Ladeschlussspannung U_{LS} , die Nennspannung der Batterie U_N , den Ladeabschaltstrom und die Nennenergiemenge der Li-Ionen-Batterie E_{Batt} berücksichtigt:

$$P_{LS} = \frac{U_{LS}}{U_N} \cdot I_{LS} \cdot E_{Batt} \quad (4-9)$$

Schritt 4 – Aggregation des Ladelastprofils

In Schritt 4 werden alle Ladekurven innerhalb einer Zelle zu einem synthetischen Ladelastprofil aggregiert. Hierzu werden im ersten Teilschritt alle Ladekurven innerhalb einer Zelle und Nutzergruppe zu einem Summenlastprofil zusammengefasst. Abbildung 4-25b zeigt ein solches Summenlastprofil, der in Abbildung 4-25a dargestellten Ladevorgänge. Zur besseren Veranschaulichung werden nur 10 Ladevorgänge dargestellt. In einem zweiten Teilschritt erfolgt die Aggregation aller Summenlastprofile innerhalb einer Zelle. In Abbildung 4-25c sind die Summenlastprofile aus dem ersten Teilschritt einer ausgewählten Zelle dargestellt. Je nach Nutzergruppe enthalten diese aggregierten Ladekurven zwischen 100 und 1000 Ladevorgänge. Die hohe Anzahl an Ladevorgängen in manchen Zellen und Nutzergruppen ist beispielsweise auf große Industrieunternehmen oder Einkaufszentren zurückzuführen, da in den dargestellten Summenlastprofilen der Ladestrategie 1 nach jeder zurückgelegten Wegstrecke ein Ladevorgang stattfindet. Durch die hohe Anzahl der Ladevorgänge ist die Charakteristik der einzelnen Ladevorgänge, wie in Abbildung 4-25b dargestellt, in Abbildung 4-25c nicht mehr erkennbar. Abbildung 4-25d zeigt die Aggregation der Summenlastprofile (aus Abbildung 4-25c) der einzelnen Nutzergruppen innerhalb einer Zelle zu einem synthetischen Ladelastprofil.

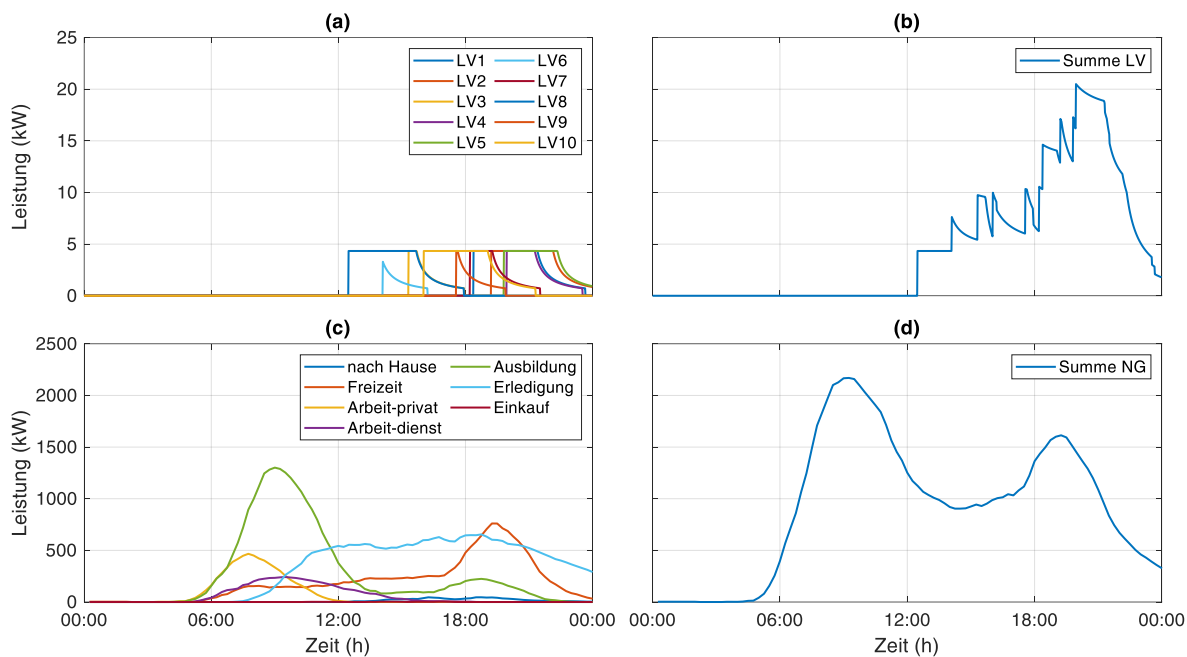


Abbildung 4-25: Aggregation Ladekurven zu einem synthetischen Ladelastprofil: (a) 10 Ladevorgänge; (b) Summenlastprofil der Ladevorgänge aus (a); (c) aggregierte Ladekurven aller Ladeprozesse innerhalb einer Nutzergruppe für eine ausgewählte Zelle; (d) synthetisches Ladelastprofil einer ausgewählten Zelle

4.4 Netz- und energietechnische Betrachtung

Im Anschluss an die Modellierung der Last- und Erzeugungsprofile inklusive der synthetischen Ladelastprofile werden diese für die **netztechnische Betrachtung** im zellbasierten Netzmodell hinterlegt. Für die netztechnische Betrachtung werden Lastflussberechnungen mit zeitlich aufgelösten Last- und Erzeugungsprofilen für eine Simulationsdauer von einem Jahr für unterschiedliche Szenarien durchgeführt. Die Szenarien unterscheiden zwischen gewählter PV-Durchdringung, EV-Durchdringung, Ladeleistung, Ladestrategie und dem Nutzerverhalten. Die ausführliche Beschreibung der Entwicklung und Definition der Szenarien ist in Kapitel 5.2 erläutert. Basierend auf den Ergebnissen aus den Lastflussberechnungen erfolgt die Analyse hinsichtlich steigender E-Mobilität sowie die Ermittlung von Synergieeffekten zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen hinsichtlich Netzbelastung. Im Rahmen der Auswertung der Ergebnisse aus den Lastflussberechnungen werden unter anderem Anzahl der überlasteten Betriebsmittel, die Dauer und das zeitliche Auftreten der Überlastungen bestimmt. Basierend auf dem Zeitpunkt des Auftretens der maximalen Überlastungen werden die Worst-Case Wochen bzw. Tagen identifiziert, also jene Tage und Wochen, in denen die größten Netzbelastungen auftreten. Darüber hinaus werden durch Vergleich von Szenarien mit unterschiedlichen PV- und EV-Durchdringungen mögliche Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen bestimmt. Zur Auswertung der Ergebnisse aus den Lastflussberechnungen für die Vielzahl unterschiedlicher Szenarien wird ein Auswertungstool in der Software MATLAB® entwickelt. Neben der Datenaufbereitung werden

in diesem Auswertungstool erste Diagramme für eine rasche Visualisierung der Ergebnisse erstellt.

Die **energietechnische Betrachtung** basiert auf der Ermittlung und Analyse von vier Kennzahlen: Residuallast, Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil. Anhand dieser Kennzahlen werden die Synergieeffekte hinsichtlich der Deckung des Leistungs- bzw. Energiebedarfs der E-Mobilität durch die Nutzung von PV-Potenzialen analysiert. Das besondere an der energietechnischen Betrachtung ist, dass das elektrische Versorgungsnetz und somit das Netzmodell nicht berücksichtigt wird. Die Betrachtung beruht daher lediglich auf den modellierten Last- und Erzeugungsprofilen und kann unabhängig vom Vorhandensein des zellbasierten Netzmodells durchgeführt werden. Da neben der Deckung des Energiebedarfs der E-Mobilität auch die Versorgung des bestehenden Verbrauchs durch erneuerbare Energien zur Reduktion der Treibhausgase zukünftig eine bedeutende Rolle spielt, wird für die energietechnische Betrachtung der gesamte elektrische Energiebedarf (Verbrauch und E-Mobilität) betrachtet. Zudem werden im Rahmen der energietechnischen Analyse die 30 kV- und 5 kV-Spannungsebene gemeinsam betrachtet. Dies bedeutet, dass der Verbrauch und die Erzeugung beider Spannungsebenen innerhalb einer Zelle zusammengefasst werden. Mit Hilfe der Zusammenfassung der 30 kV- und 5 kV-Spannungsebene soll die Aussage zu Leistungsbedarf bzw. -überschuss sowie Energiebedarf bzw. -überschuss auf Zellenebene für unterschiedliche Durchdringung von PV und EV unabhängig von der Spannungsebene ermöglicht werden. Zusätzlich zu einem Auswertungstool wird für die energietechnische Betrachtung auch ein Programm zur Ermittlung der energietechnischen Kennzahlen in der Software MATLAB® entwickelt. Die energietechnischen Kennzahlen sind im Rahmen dieser Arbeit wie folgt definiert:

Die **Residuallast** beschreibt die Differenz zwischen der nachgefragten Leistung P_{Ver+EV} (Verbrauch und E-Mobilität) und dem Anteil fluktuierender Einspeisung P_{PV+Erz} (PV-Potenzial, bestehende PV-Erzeugung und Laufwasserkraftwerk). Dies bedeutet, falls in einem bestimmten 15-Minuten-Zeitschritt das PV-Potenzial die Gesamtlast übersteigt wird die Residuallast negativ und umgekehrt.

$$P_{Res} = P_{Ver+EV} - P_{PV+Erz} \quad (4-10)$$

Während die Residuallast den Leistungsbedarf bzw. -überschuss eines elektrischen Netzes des betrachteten Zeitschritts beschreibt, geben die drei übrigen energietechnischen Kennzahlen (Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil), Auskunft über den Energiebedarf bzw. -überschuss innerhalb eines definierten Zeitraumes. Im Rahmen dieser Arbeit wird als fluktuierende Erzeugung lediglich das PV-Potenzial berücksichtigt um heraus zu finden, ob mit Ausbau der PV-Anlagen eine Eigendeckung auf Zellenebene sowie für die Stadt Leoben möglich wäre. Zudem werden diese drei Kennzahlen einerseits auf ein Jahr

bezogen und andererseits Tageswerte (96 15-Minuten-Werte) berechnet. Die Berechnung der Tageswerte dient der Identifikation der Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzial unter der Berücksichtigung saisonaler Einflüsse. Zur Veranschaulichung der Definition von Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil dient Abbildung 4-26, welche ein generisches Lastprofil (Verbrauch und E-Mobilität) und ein generisches PV-Erzeugungsprofil für einen Tag darstellen.

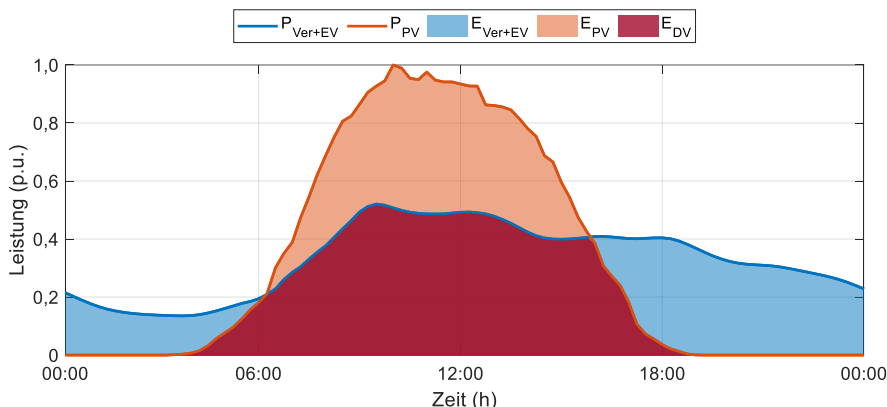


Abbildung 4-26: Generisches Last- und Erzeugungsprofil zur Veranschaulichung der Definition von Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil

Der **Energieautarkiegrad** (EAG) beschreibt das Verhältnis der lokal erzeugten Energie E_{PV} zur lokal verbrauchten Energie E_{Ver+EV} für den gewählten Betrachtungszeitraum, wobei für den Fall eines Energieüberschusses der Energieautarkiegrad größer 1 ist und umgekehrt:

$$EAG = \frac{E_{PV}}{E_{Ver+EV}} = \frac{\int_{t_{start}}^{t_{ende}} (P_{PV}(t)) dt}{\int_{t_{start}}^{t_{ende}} (P_{Ver+EV}(t)) dt} \quad (4-11)$$

Der **Leistungsautarkiegrad** (LAG) ist für den gewählten Betrachtungszeitraum über das Verhältnis des Anteils der lokal erzeugten Energie, die direkt verbraucht werden kann E_{DV} zur gesamten lokal verbrauchten Energie E_{Ver+EV} definiert:

$$LAG = \frac{E_{DV}}{E_{Ver+EV}} = \frac{\int_{t_{start}}^{t_{ende}} (\min\{P_{Ver+EV}(t), P_{PV}(t)\}) dt}{\int_{t_{start}}^{t_{ende}} (P_{Ver+EV}(t)) dt} \quad (4-12)$$

Dies bedeutet je höher der Anteil der direkt verbrauchten Energie E_{DV} ist, desto größer ist die Leistungsautarkiegrad und umgekehrt. Da nicht mehr als 100% der lokal erzeugten Energie direkt verbraucht werden können, variiert der Leistungsautarkiegrad zwischen 0 und 1.

Der **Eigenverbrauchsanteil** (EVA) bezieht für den definierten Betrachtungszeitraum den Anteil der lokal erzeugten Energie, der direkt verbraucht werden kann E_{DV} auf die gesamte lokale erzeugte Energie E_{PV} .

$$EVA = \frac{E_{DV}}{E_{PV}} = \frac{\int_{t_{start}}^{t_{ende}} (\min\{P_{Ver+EV}(t), P_{PV}(t)\}) dt}{\int_{t_{start}}^{t_{ende}} (P_{PV}(t)) dt} \quad (4-13)$$

Mit steigendem Anteil der direkt verbrauchten Energie bezogen auf die lokal erzeugte Energie, steigt der Eigenverbrauchsanteil und umgekehrt. Wie der Leistungsautarkiegrad variiert auch der Eigenverbrauchsanteil zwischen 0 und 1.

Der Leistungsautarkiegrad sowie der Eigenverbrauchsanteil werden im Wesentlichen durch zwei Aspekte beeinflusst. Einerseits werden die Kennzahlen von der zeitlichen Verschiebung zwischen dem Leistungsbedarf der E-Mobilität sowie der PV-Erzeugung beeinflusst. Dies bedeutet, je größer die zeitliche Verschiebung, desto kleiner ist der Leistungsautarkiegrad bzw. Eigenverbrauchsanteil. Andererseits besteht ein großer Einfluss aufgrund von jahreszeitlichen Schwankungen des Leistungsbedarfs der E-Mobilität sowie der PV-Erzeugung. Da beispielsweise die PV-Erzeugung im Winter im Vergleich zum Sommer sehr gering ist, steht nur eine geringe Energiemenge zur Verfügung die direkt verbraucht werden kann. Dies führt zu einem geringen Leistungsautarkiegrad bei hohem Eigenverbrauchsanteil.

5 CASE-STUDY

In diesem Abschnitt der Arbeit findet die Vorstellung der durchgeführten Case-Study und deren Ergebnisse statt. Zu diesem Zweck wird zu Beginn der „Status Quo“ der Stadt Leoben, welcher als Referenzszenario dient, näher beschrieben. Anschließend erfolgt die Beschreibung der weiteren Szenarien sowie der getroffenen Annahmen, welche zur Definition der Szenarien notwendig sind. Darauffolgend werden die Ergebnisse aus den netz- und energietechnischen Betrachtungen zur Ermittlung von Synergieeffekten zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen präsentiert. Das Bindeglied zwischen der netz- und energietechnischen Betrachtung, stellt eine Diskussion zur Interaktion der Lastflüsse zwischen den Energiezellen dar.

5.1 Status Quo

Das Referenzszenario bezieht sich auf die in Kapitel 4.1.1 vorgestellten Daten aus dem Jahr 2014. Der im Rahmen der Modellerstellung aggregierte elektrische Jahresenergieverbrauch der Stadt Leoben beträgt in Summe 181.992 MWh und die Jahresenergieerzeugung 82.144 MWh, wodurch theoretisch 45% des Energiebedarfs der gesamten Stadt durch die lokale Erzeugung versorgt werden können, siehe Kapitel 5.5.2.

Abbildung 5-1 zeigt die aggregierten elektrischen Jahresenergieverbräuche und -erzeugungen auf Zellenebene, wobei die Verbräuche und Erzeugungen der 30 kV- und 5 kV-Spannungsebene zusammengefasst werden. Bei den in Abbildung 5-1 dargestellten Jahresenergieverbräuchen und -erzeugungen handelt es sich um jene Energiemengen, welche im Laufe des Jahres 2014 in das Netz aus- bzw. eingespeist werden. Energiemengen, welche direkt gedeckt werden und somit kein Transport über das Originalnetz notwendig ist, werden daher nicht berücksichtigt. Die Jahresenergieverbräuche liegen zwischen 100 MWh in Zelle 26 und 61.474 MWh in Zelle 10, in welcher sich auch das Umspannwerk und somit der Slack-Knoten befindet. Das Wasserkraftwerk mit einer Jahresenergieerzeugung von 50.389 MWh befindet sich in Zelle 1 und das Biomasse-Heizkraftwerk mit 31.703 MWh in Zelle 24. Die Jahresenergieerzeugung der vorhandenen PV-Anlagen variieren zwischen 23 MWh in Zelle 21 und 3 MWh in Zelle 25. Die exakten Werte, aller aggregierten Jahresenergieverbräuche und -erzeugungen auf Zellenebene sind der im Anhang befindlichen Tabelle 9-3 zu entnehmen.

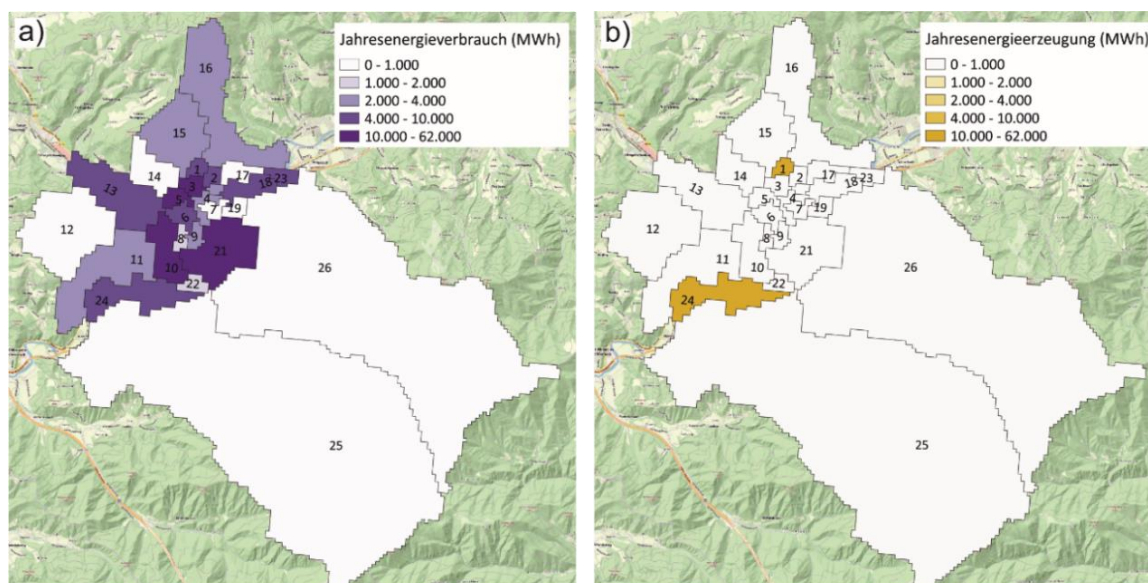


Abbildung 5-1: Aggregierter (a) Jahresenergieverbrauch und (b) Jahresenergieerzeugung auf Zellenebene für die Stadt Leoben

In Abbildung 5-2 ist das Summenlastprofil für das Gesamtsystem anhand von drei exemplarischen Wochen in Abhängigkeit der Jahreszeit dargestellt. Das dargestellte Lastprofil beschreibt wiederum den tatsächlichen Verbrauch der aus dem Netz bezogen wird. Dies bedeutet es werden keine Netzverluste berücksichtigt und dieses Lastprofil entspricht nicht dem Leistungsbedarf des Slack-Knotens. Die Zuordnung der Jahreszeit der exemplarischen Wochen entspricht der Einteilung der Jahreszeiten nach den VDEW-Standardlastprofilen. In Abhängigkeit der Jahreszeit schwankt Lastspitze zwischen 31 und 38 MW.

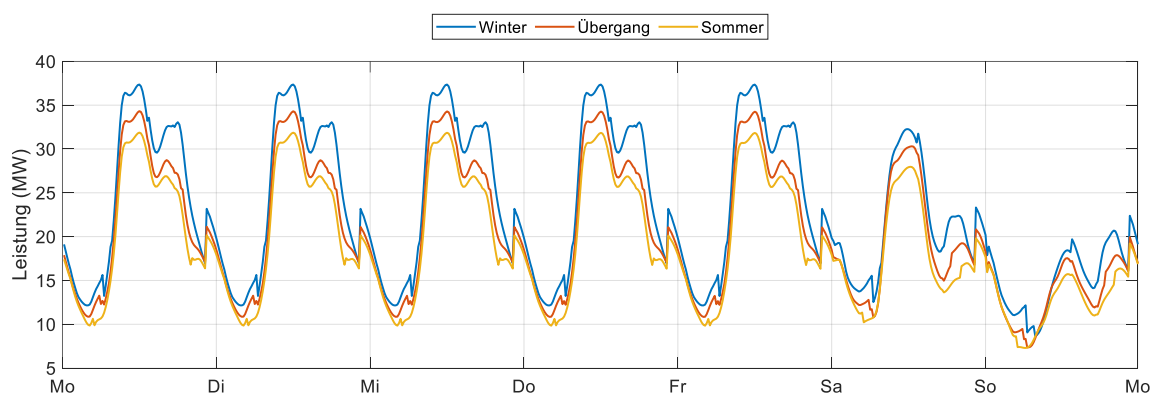


Abbildung 5-2: Summenlastprofil des bestehenden Energiebedarfs (2014) der Stadt Leoben in Abhängigkeit der Jahreszeit anhand von drei exemplarischen Wochen

In Abbildung 5-3 ist das Erzeugungsprofil der vorhandenen Einspeisungen des Gesamtsystems für drei exemplarische Wochen in Abhängigkeit der Jahreszeit abgebildet. Je nach Jahreszeit schwankt der Maximalwert der Erzeugung zwischen 8 MW im Winter und fast 14 MW in der Übergangszeit. Die höhere Energieerzeugung während der Übergangszeit im Vergleich zum Sommer ist auf den hohen Anteil des Wasserkraftwerkes im Vergleich zum geringen Anteil der PV-Anlagen auf die gesamte Erzeugung zurückzuführen.

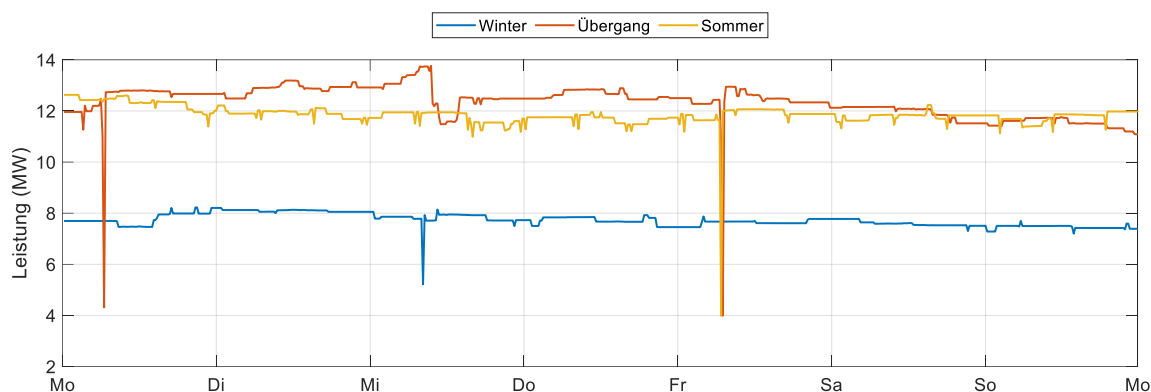


Abbildung 5-3: Erzeugungprofil der bestehenden Energieerzeugung (2014) der Stadt Leoben in Abhängigkeit der Jahreszeit anhand von drei exemplarischen Wochen

5.2 Entwicklung der Szenarien

Die untersuchte Case-Study für die Stadt Leoben umfasst eine Vielzahl unterschiedlicher Szenarien, welche durch die gewählte PV-Durchdringung, EV-Durchdringung, Ladeleistung, Ladestrategie und dem Nutzerverhalten variieren. Eine Übersicht der zu variierenden Parameter für diese Szenarien ist in Tabelle 5-1 dargestellt. Die PV- und EV-Durchdringung (DG) variiert jeweils zwischen 0 und 100%, wobei immer von einer konstanten Durchdringung über alle Zellen ausgegangen wird. Dies bedeutet bei einem Szenario mit einer Durchdringung von 80% EV und 20% PV, besitzen alle Zellen eine Durchdringung von 80% EV sowie eine Durchdringung von 20% PV. Da fast 95% aller zurückgelegten Wegstrecken entsprechend „Österreich unterwegs 2013/2014“ [28] kleiner 50 km sind, werden lediglich Ladeleistungen bis zu 44 kW festgelegt. Daher werden als mögliche Ladeleistungen 3,7, 11, 22 und 44 kW festgelegt. Zudem wird für alle Ladevorgänge innerhalb eines Szenarios dieselbe Ladeleistung gewählt. Für alle Szenarien findet eine Variation der Ladestrategien (LS) 1, 2 und 3 statt. Für Ladestrategie 2 und 3 wird ein rein netzentlastender Ansatz verfolgt und die Annahme getroffen, dass alle EV-Fahrer das Angebot der entsprechenden Ladestrategie annehmen. Ökonomische Faktoren, Geschäftsmodelle oder Anreizmodelle, welche dem EV-Fahrer dazu motivieren sollen eine bestimmte Ladestrategie zu nutzen, werden daher nicht berücksichtigt. Zuletzt findet eine Unterscheidung im Nutzerverhalten der EV-Fahrer statt indem je nach gewähltem Nutzerverhalten unterschiedliche Nutzergruppen (Kapitel 4.3.1) berücksichtigt werden. Die genaue Beschreibung der Nutzerverhalten erfolgt in Kapitel 5.2.1. Folglich wird jede PV-Durchdringung, jede EV-Durchdringung, jede Ladeleistung, jede Ladestrategie mit jedem Nutzerverhalten variiert und im Rahmen der netz- und energietechnischen Betrachtungen untersucht.

Tabelle 5-1: Übersicht der zu variierenden Parameter zur Definition der Szenarien

Nutzer- verhalten (NV)	ausgewählte Nutzergruppen							Ladeleistung (kW)			Lade- strategie			Durchdringung (%)		
	1	2	3	4	5	6	7	3,7	11	22	44	1	2	3	PV	EV
A	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	0- 100%	0- 100%
B	x ⁽¹⁾		x	x				x	x	x	x	x	x	x	0- 100%	0- 100%
C	x		x	x				x	x	x	x	x	x	x	0- 100%	0- 100%

(1) ... nur am Wochenende aktiv

Aufgrund der Vielzahl an Szenarien erfolgt für die Auswertung der Ergebnisse eine Einteilung der Szenarien in vier Kategorien: (1) PV, (2) NVA, (3) NVB und (4) NVC, siehe Tabelle 5-2. Die Kategorie PV beinhaltet alle Szenarien ohne Berücksichtigung von E-Mobilität, also somit die Variation der PV-Durchdringung von 0% bis 100% bei einer Durchdringung von 0% EV sowie das Szenario „Status Quo“ (EV- und PV-Durchdringung = 0%). Die Kategorien NVA, NVB und NVC inkludieren alle Szenarien des jeweiligen Nutzerverhaltens.

Tabelle 5-2: Übersicht Einteilung der Szenarien in Kategorien

Kategorie	PV-Durchdringung	EV-Durchdringung	NV	Anzahl Szenarien
PV	0-100%	0%	-	6 ⁽¹⁾
NVA	0-100%	20%-100%	A	120 ⁽²⁾
NVB	0-100%	20%-100%	B	120 ⁽²⁾
NVC	0-100%	20%-100%	C	120 ⁽²⁾

(1) ... inklusive dem Szenario „Status Quo“

(2) ... je Ladestrategie

5.2.1 Nutzerverhalten

Beim **Nutzerverhalten A** (NVA) wird die Annahme getroffen, dass ein EV-Fahrer im Anschluss an jede zurückgelegte Wegstrecke entsprechend den Verkehrsanalysen (Datengrundlage aus 2014) sein Fahrzeug aufladen möchte. Daraus ergeben sich für einen EV-Fahrer der beispielsweise den Weg in die Arbeit zurücklegt, im Anschluss zum Einkaufen anhält, bevor er schließlich nach Hause fährt, drei Ladevorgänge jeweils in der Nutzergruppe „Arbeit-privat“, „Einkauf“ und „nach Hause“. Allgemein betrachtet, bedeutet dies, dass für alle sieben

Nutzergruppen die Ladevorgänge entsprechend ihrer Anzahl der Wege je Tag und Zelle definiert und modelliert werden. Unter dieser Annahme ergeben sich für das Gesamtsystem der Stadt Leoben auf Nutzergruppenebene, für eine Durchdringung von 100% EV bei einer Ladeleistung von 3,7 kW und der Ladestrategie 1, Ladelastverläufe entsprechend der Abbildung 5-4. Die Dominanz der Nutzergruppen „Erledigung“ und „Einkauf“ basiert auf der Vielzahl an Möglichkeiten, die die Stadt Leoben bietet. Sie berücksichtigen zudem eine Vielzahl an EV-Fahrern, die in der Stadt Leoben weder Arbeiten noch Wohnen und lediglich, dem entsprechenden Zweck der zugehörigen Nutzergruppe verschuldet, in das Untersuchungsgebiet fahren und dort ihr Fahrzeug aufladen. Zudem zeichnen sich diese Nutzergruppen durch eine hohe Anzahl an kurzen zurückgelegten Wegstrecken mit geringer Aufenthaltsdauer aus, woraus sich wenig Spielraum für die Anwendung von Ladestrategien ergibt.

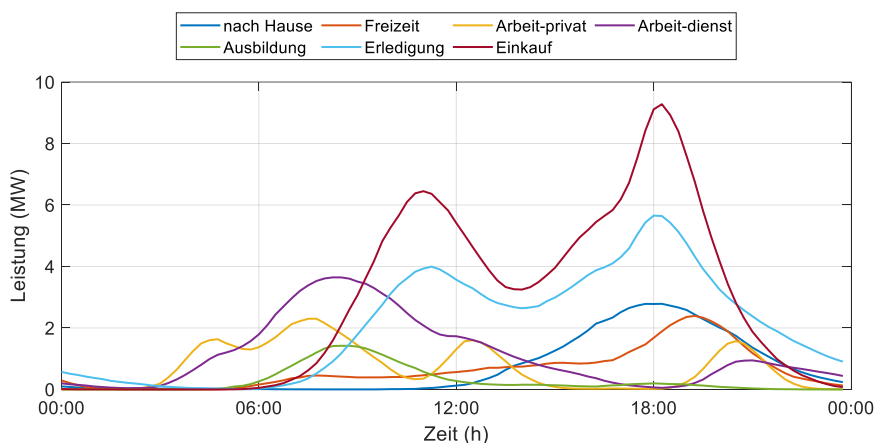


Abbildung 5-4: Ladelastverläufe auf Nutzergruppenebene für NVA bei einer Durchdringung von 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für das Gesamtsystem am 2. Juni 2014

Der geringe Einfluss der Nutzergruppe „nach Hause“ im Gegensatz zu den beiden dominierenden Nutzergruppen „Erledigung“ und „Einkauf“ ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass beim Nutzerverhalten A immer nur die letzte zurückgelegte Wegstrecke wieder aufgeladen wird. Legt beispielsweise ein EV-Fahrer am Weg nach Hause einen Zwischenstopp zum Einkaufen ein, würde er einerseits bei der Einkaufsmöglichkeit, also in der Nutzergruppe „Einkauf“, und andererseits wenig später im Rahmen der Nutzergruppe „nach Hause“ am Wohnort laden. Erfahrungsberichte von EV-Fahrern zeigen jedoch, dass sich das Mobilitätsverhalten mit steigender Erfahrung der Nutzer ändert. Hierdurch wird zwangsläufig nicht mehr bei jedem Aufenthalt das Fahrzeug geladen, weshalb zukünftig eine über alle Nutzergruppen hinweg flächendeckende Ladeinfrastruktur nicht erforderlich sein wird. Unter flächendeckender Ladeinfrastruktur in diesem Zusammenhang ist gemeint, dass für jeden EV-Fahrer unabhängig von der Nutzergruppe nach Ankunft ein freier Ladepunkt zur Verfügung steht. Ein wesentlicher Grund, der gegen einen solchen flächendeckenden Ausbau der Ladeinfrastruktur spricht, ist zudem, dass aufgrund der geringen zurückgelegten Wegstrecken

auch bei geringen Ladeleistungen 30 Minuten dauert. Dies würde zu einer Vielzahl besetzter Ladepunkte führen, an denen der Ladevorgang längst abgeschlossen ist und somit zu einem teilweisen unnötigen Ausbau der Ladeinfrastruktur. Basierend auf dieser kritischen Betrachtung der Lastverläufe der einzelnen Nutzergruppen für das Nutzerverhalten A, werden zwei weitere Nutzerverhalten definiert. Für beide Nutzerverhalten wird die Annahme getroffen das entsprechend der Fokussierung auf Erfahrungsberichten der EV-Fahrer sowie der Möglichkeit der direkten Nutzung des PV-Potenzials für die Modellierung der synthetischen Ladelastprofile nur ausgewählte Nutzergruppen berücksichtigt werden. Dadurch wird jedoch die Bildung von Fahrketten, wie bereits im Kapitel 4.3.2 beschrieben, erforderlich.

Zur Definition der im Rahmen des **Nutzerverhaltens B** (NVB) berücksichtigten Nutzergruppen wird eine Potenzialanalyse zur Eignung der direkten Nutzung des PV-Potenzials je Nutzergruppe durchgeführt. Zur Ermittlung des Potenzials wird eine Durchdringung von 10% für das PV-Potenzial gewählt, sowie die Anzahl der Ladevorgänge über alle Zellen und Nutzergruppen auf 100 normiert. In jenen Zellen und Nutzergruppen in denen die Anzahl der Ladevorgänge entsprechend den Verkehrsanalysen null ist (Anhang: Tabelle 9-2) findet jedoch keine Normierung auf 100 Ladevorgänge statt. Dies basiert auf der Tatsache, dass ohne Vorhandensein dieser Nutzergruppe in der betreffenden Zelle auch keine weiteren Daten, wie die zurückgelegte Wegstrecke, vorhanden sind. Da die Verteilungsfunktion der zurückgelegten Wegstrecken je Zelle und Nutzergruppe variiert, sind dennoch unterschiedliche Energiebedarfe je Zelle und Nutzergruppe möglich. Auf eine einheitliche Verteilung der zurückgelegten Wegstrecken für alle Nutzergruppen und Zellen wird jedoch verzichtet. Umso anhand von Abbildung 5-5a und dem dort abgebildeten Jahresenergiebedarf der E-Mobilität für ausgewählte Zellen jene Nutzergruppen zu identifizieren, innerhalb derer längere Wegstrecken anfallen. Dies soll verhindern, dass während der Analyse Nutzergruppen als ungeeignet eingestuft werden, in denen aufgrund langer Wegstrecken jedoch ein Laden im Anschluss an die zurückgelegte Wegstrecke erforderlich ist. Wie in Abbildung 5-5a für ausgewählte Zellen zu erkennen, fällt der höchste Jahresenergiebedarf bei einer konstanten Anzahl von 100 Ladevorgängen je Zelle und Nutzergruppe entsprechend den Verteilungen der zurückgelegten Wegstrecken aus den Verkehrsanalysen für die Stadt Leoben in der Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ an, somit werden in dieser auch die längsten Strecken zurückgelegt. Der Jahresenergiebedarf schwankt in Abhängigkeit der Zelle für diese Nutzergruppe zwischen 450 MWh und 700 MWh. Der Energiebedarf der Nutzergruppe „Ausbildung“ ist mit Ausnahme von drei Zellen Null, dies ist darin begründet, dass sich für die Stadt Leoben nur in drei Zellen Ausbildungsstätten befinden. Obwohl bei entsprechender Normierung auf 100 Ladevorgänge die Nutzergruppe „Ausbildung“ einen Jahresenergiebedarf größer 350 MWh aufweist, besitzt diese Nutzergruppe entsprechend den Verkehrsanalysen

nur einen geringen Anteil am Gesamtenergiebedarf der zukünftigen E-Mobilität in dem untersuchten Gebiet. Daher wird die Nutzergruppe „Ausbildung“ zur Ermittlung des Nutzerverhaltens B und C vernachlässigt. Alle weiteren Nutzergruppen liegen für die dargestellten Zellen unterhalb eines Jahresenergiebedarfs von 250 MWh. In Abbildung 5-5b wird jene Energiemenge, welche innerhalb eines Jahres direkt durch die Nutzung von Photovoltaik verbraucht werden kann, dargestellt. Für die direkte Nutzung von Photovoltaik eignen sich wiederum die Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ sowie „Ausbildung“. Dies liegt einerseits an dem hohen Jahresenergiebedarf und andererseits an der zeitlichen Überlappung zwischen dem Leistungsbedarf der E-Mobilität und der PV-Erzeugung. Aufgrund der zeitlichen Verschiebung ist in den Nutzergruppen „nach Hause“ und „Erledigung“ die direkte Nutzung von Photovoltaik am geringsten. Die direkt genutzte Energiemenge beträgt für diese beiden Nutzergruppen in Abhängigkeit der Zelle zwischen 13 MWh und 115 MWh. Wird der Jahresenergiebedarf der Nutzergruppe „Arbeit-privat“ mit der direkt verbrauchten Energiemenge verglichen, zeigt sich auch für diese Nutzergruppe ein hohes Potential, mindestens 60% des Jahresenergiebedarfs können durch die PV-Erzeugung gedeckt werden. Daher werden für die weitere Potentialanalyse des Leistungsautarkiegrads sowie der Eigenverbrauchsanteil je Zelle und Nutzergruppe ermittelt. Da der Fokus auf die direkte Nutzung des PV-Potenzials durch die E-Mobilität liegt, wird im Rahmen der Ermittlung der beiden Kennzahlen lediglich der Energiebedarf der E-Mobilität berücksichtigt.

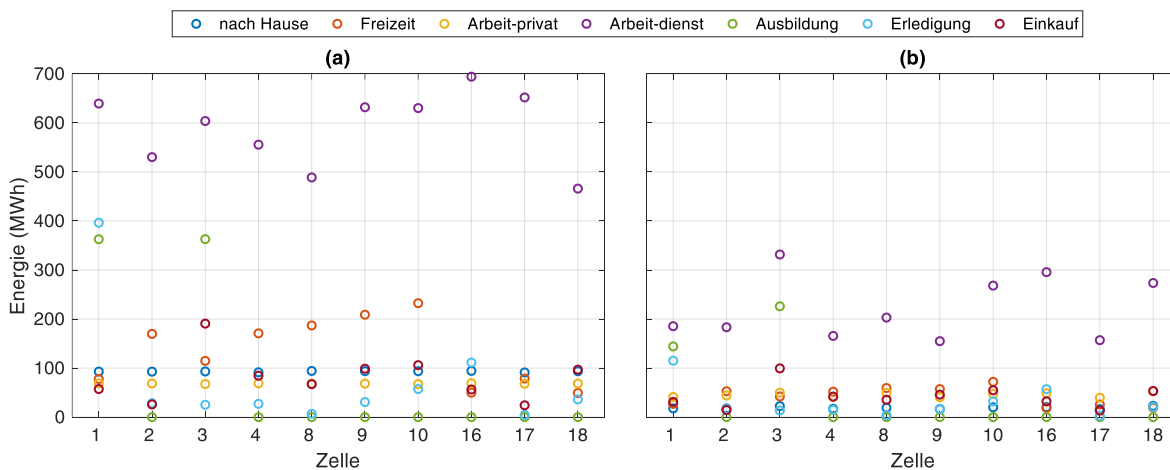


Abbildung 5-5: (a) Jahresenergiebedarf der E-Mobilität normiert auf 100 Ladevorgänge (b) Energie die innerhalb eines Jahres durch Nutzung von Photovoltaik direkt verbraucht werden kann

Wie in Abbildung 5-6a für ausgewählte Zellen zu erkennen, treten die höchsten Werte des Leistungsautarkiegrads in der Nutzergruppe „Arbeit-privat“ und die kleinsten Werte in der Nutzergruppe „nach Hause“ auf. Wobei die Werte für die Nutzergruppe „Arbeit-privat“ in einem Bereich von 0,58 (Zelle 17) bis 0,77 (Zelle 18) liegen sowie für die Nutzergruppe „nach Hause“ zwischen 0,17 (Zelle 9) und 0,24 (Zelle 18). Der geringe Leistungsautarkiegrad ist überwiegend auf die zeitliche Verschiebung zwischen dem Leistungsbedarf der E-Mobilität

sowie der PV-Erzeugung zurückzuführen. Zudem ist auch der Eigenverbrauchsanteil für diese Nutzergruppe mit einem Maximalwert von 0,09 in Zelle 17 äußerst gering ist, siehe Abbildung 5-6b. Die Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ besitzt mit Werten zwischen 0,44 (Zelle 18) und 0,94 (Zelle 9) den größten Eigenverbrauchsanteil. Der Eigenverbrauchsanteil von 0,94 sagt aus, dass in Zelle 9 innerhalb eines Jahres 94% der PV-Erzeugung direkt für die E-Mobilität genutzt werden können. Der im Vergleich zum hohen Eigenverbrauchsanteil geringe Leistungsautarkiegrad der Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ ist darauf zurückzuführen, dass der Energieautarkiegrad mit Ausnahme von fünf Zellen immer kleiner 1 ist. Daraus folgt, dass die gesamte PV-Erzeugung innerhalb eines Jahres kleiner, als der Energiebedarf der E-Mobilität ist. Aus dieser Erkenntnis kann geschlossen werden, dass sich mit steigendem PV-Potential der Leistungsautarkiegrad erhöht und der Eigenverbrauchsanteil sinkt. Für die Nutzergruppe „Arbeit-privat“ ist wiederum der hohe Leistungsautarkiegrad bezogen auf den geringen Eigenverbrauchsanteil auf den geringen Energiebedarf der E-Mobilität im Vergleich zur hohen PV-Erzeugung zurückzuführen. Die Nutzergruppen „Erledigung“ und „Einkauf“ besitzen beispielsweise ebenfalls einen hohen Leistungsautarkiegrad im Vergleich zum geringen Eigenverbrauchsanteil, wobei bei diesen Nutzergruppen zudem die zeitliche Differenz zwischen dem Leistungsbedarf der E-Mobilität und der PV-Erzeugung eine Rolle spielt.

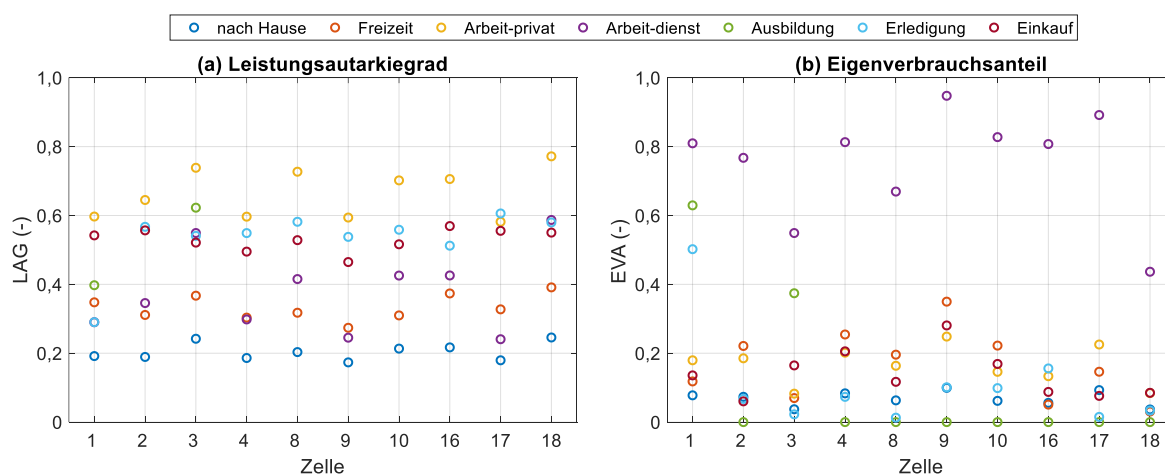


Abbildung 5-6: (a) Leistungsautarkiegrad und (b) Eigenverbrauchsanteil für ausgewählte Zellen normiert auf 100 Ladevorgänge

Bevor die zu berücksichtigenden Nutzergruppen für das Nutzerverhalten B ausgewählt werden, wird in einem letzten Schritt die zeitliche Verschiebung für alle Nutzergruppen untersucht. Zur Veranschaulichung dient Abbildung 5-7, welche für einen ausgewählten Winter- bzw. Sommertag die Lastverläufe der Nutzergruppen „Arbeit-dienst“ und „nach Hause“ sowie das PV-Erzeugungsprofil der Zelle 9 zeigt. Zudem wird der Leistungsbedarf der E-Mobilität sowie das PV-Erzeugungsprofil für den Sommertag auf 1 normiert. Dies bedeutet für den ausgewählten Wintertag einen Leistungsbedarf größer 1 im Vergleich zum Sommertag sowie eine deutliche Reduzierung der PV-Erzeugung aufgrund der geringeren

Sonneneinstrahlung und der geringeren Anzahl an Sonnenstunden pro Tag. Wie in der Abbildung 5-7 zu sehen, ist für die Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ eine deutliche zeitliche Überlappung der Last- und Erzeugungsspitzen vorhanden, während die Nutzergruppe „nach Hause“ die Lastspitze erst in den Abendstunden aufweist. Daher ist nur eine geringfügige Überlappung zwischen dem Leistungsbedarf der E-Mobilität und der PV-Erzeugung möglich, welche zudem im Winter aufgrund der geringeren PV-Einspeisespitze deutlich geringer ausfällt als im Sommer. Diese geringe zeitliche Überlappung der Last- und Erzeugungsspitze führt wiederum zu den bereits erwähnten geringen Eigenverbrauchsanteilen der Nutzergruppe „nach Hause“. Geringe Eigenverbrauchsanteile können jedoch auch in der Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ oder „Arbeit-privat“ auftreten. Diese sind beispielsweise dem Vorhandensein von Schichtbetrieben verschuldet, da in diesen Zellen zusätzlich zu den Lastspitzen morgens und mittags auch abends eine Lastspitze im synthetischen Ladelastprofil vorhanden ist.

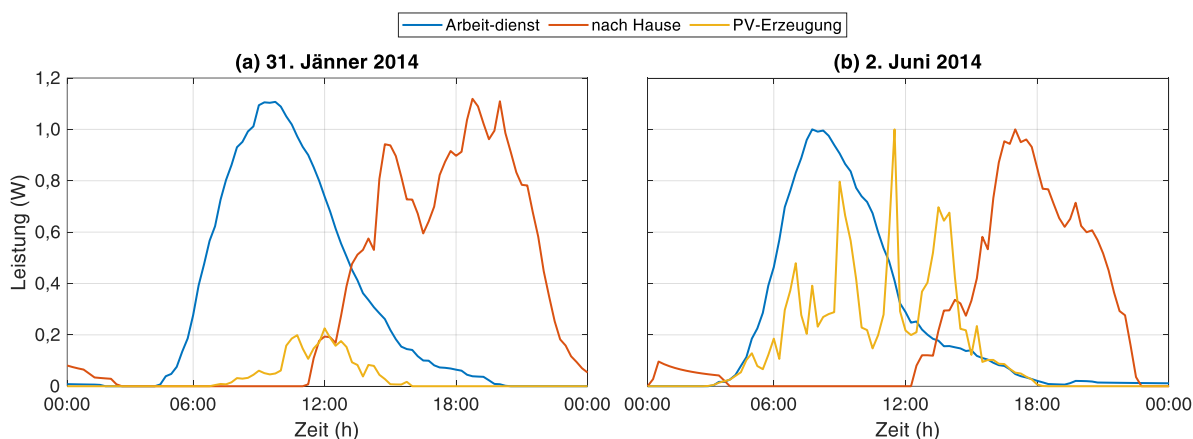


Abbildung 5-7: Synthetisches Ladelastprofil der Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ und „nach Hause“ sowie PV-Erzeugungsprofil für Zelle 9 normiert auf den zugehörigen Spitzenwert vom (b); (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014

Basierend auf der zeitlichen Überlappung zwischen dem Leistungsbedarf der E-Mobilität und der PV-Erzeugung, sowie dem damit verbundene hohe Leistungsautarkiegrad bzw. Eigenverbrauchsanteil, werden für das Nutzerverhalten B die beiden Nutzergruppen „Arbeit-privat“ und „Arbeit-dienst“ berücksichtigt. Zudem besitzen diese Nutzergruppen aufgrund ihrer durchschnittlichen Aufenthaltsdauern zwischen 9 und 16 Stunden je nach Zelle großes Potenzial zur Anwendung von Ladestrategien hinsichtlich Netzentlastung. Infolge der Faktoren zur Ermittlung der zurückgelegten Wegstrecken an Samstagen und Sonntagen, nimmt die Anzahl der Ladevorgänge für diese beiden Nutzergruppen drastisch ab und so wird am Wochenende zusätzlich die Nutzergruppe „nach Hause“ berücksichtigt. Somit soll gewährleistet werden, dass die am Wochenende getätigten zurückgelegten Wegstrecken berücksichtigt werden und die E-Fahrzeuge montagfrüh vollständig aufgeladen sind. Die getroffene Annahme für das Nutzerverhalten B setzt voraus, dass an allen Arbeitsstätten

ausreichend Lademöglichkeiten gegeben sind. Dies wird jedoch gerade im öffentlichen Bereich zu einer Herausforderung führen, zudem werden bei diesem Nutzerverhalten Bewohner der Stadt Leoben, welche ihre Arbeitsstätte außerhalb von Leoben haben, nicht erfasst.

Für das **Nutzerverhalten C** (NVC) wird festgelegt, dass 50% aller zurückgelegten Wege in der Nutzergruppe „nach Hause“ und 50% in der Nutzergruppe „Arbeit (privat und dienst)“ geladen werden. Diese Annahme dient der Analyse des Einflusses einer Aufteilung der Ladevorgänge und somit des Leistungsbedarfs der E-Mobilität über den Tag. Während am Arbeitsplatz hauptsächlich morgens bzw. vormittags geladen wird, beginnt das Aufladen der E-Fahrzeuge am Wohnort verstärkt in den frühen Abendstunden. Am Wochenende gilt dieselbe Annahme wie für das Nutzerverhalten B, weshalb die Lastverläufe für das Nutzerverhalten B und C am Wochenende ident sind.

5.2.2 Synthetische Ladelastprofile

Basierend auf den unterschiedlichen Nutzerverhalten, EV-Durchdringungen, Ladeleistungen und Ladestrategien werden die synthetischen Ladelastprofile modelliert. Der Jahresenergiebedarf zukünftiger E-Mobilität beträgt für eine Durchdringung von 100% EV, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW und der Ladestrategie 1, für die Stadt Leoben beim Nutzerverhalten A 84.726 MWh, beim Nutzerverhalten B 59.220 MWh und beim Nutzerverhalten C 49.224 MWh. Die verschiedenen Energiebedarfe der jeweiligen Nutzerverhalten sind auf die unterschiedliche Anzahl der betrachteten Nutzergruppen zurückzuführen. Während beim Nutzerverhalten A für alle sieben Nutzergruppen und für jeden darin vorhandenen Weg (Anhang: Tabelle 9-2) ein Ladevorgang stattfindet, werden beim Nutzerverhalten B und C für die ausgewählten Nutzergruppen und deren Anzahl an zurückgelegten Wegen Fahrketten gebildet. Wie anhand von Abbildung 5-8 zu sehen, führt die Vernachlässigung der Nutzergruppen „Freizeit“, „Ausbildung“, „Erledigung“ und „Einkauf“ in den Nutzerverhalten B und C dazu, dass der gebrochene Durchzugsverkehr (in Abbildung 5-8b in Rot dargestellt) dieser Nutzergruppen, also jene die in Leoben nur einen Zwischenstopp einlegen, nicht berücksichtigt werden. Diese Nutzergruppen besitzen nicht nur eine Vielzahl an Ladevorgängen, sondern tragen im Nutzerverhalten A 74% zum Gesamtenergiebedarf bei. Aufgrund der Bildung von Fahrketten im Nutzerverhalten B und C wird ein Teil des gebrochenen Durchzugsverkehrs jedoch berücksichtigt, sodass der Energiebedarf bezogen auf das Nutzerverhalten A beim Nutzerverhalten B um 30% und beim Nutzerverhalten C um 42% sinkt.

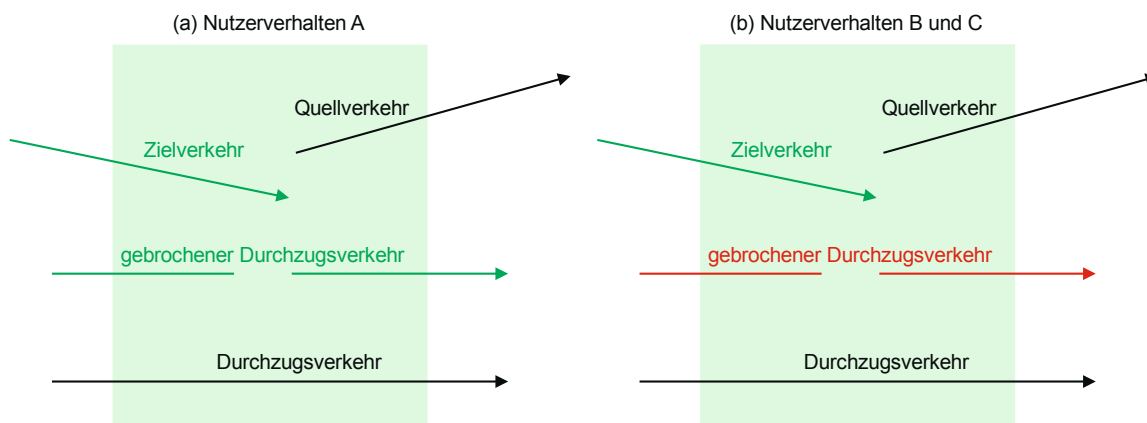


Abbildung 5-8: Unterscheidung der berücksichtigten zurückgelegten Wegstrecken für (a) Nutzerverhalten A und (b) Nutzerverhalten B bzw. C

Die Differenz zwischen dem Energiebedarf des Nutzerverhaltens B und C von fast 10.000 MWh ist auf die zurückgelegte Gesamtstrecke und somit auf die Verkehrsanalyse zurückzuführen. Wie bereits in Kapitel 4.3.2 erwähnt, erfolgt im Rahmen der Bildung der Fahrkette die Ermittlung einer gesamten zurückgelegten Wegstrecke aus mehreren „Teilfahrten“. Als Basis der Ermittlung dieser Wegstrecke dient einerseits die Verteilungsfunktion der zugehörigen Zelle und Nutzergruppe, welche aus den Verkehrsanalysen ermittelt wird, und andererseits eine „neue“ Verteilungsfunktion. Diese „neue“ Verteilungsfunktion basiert wiederum auf den Verteilungsfunktionen der zurückgelegten Wegstrecken der nicht ausgewählten Nutzergruppen.

Abbildung 5-9 zeigt für die Zelle 3 und das Nutzerverhalten B die Verteilung der Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ sowie die „neue“ Verteilungsfunktion. Während 99% aller zurückgelegten Wegstrecken der „neuen“ Verteilung kleiner 50 km sind, liegt die Verteilungsfunktion der Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ zwischen 43,9 km und 227,5 km, wobei 50% aller zurückgelegten Wegstrecken kleiner 68,6 km sind.

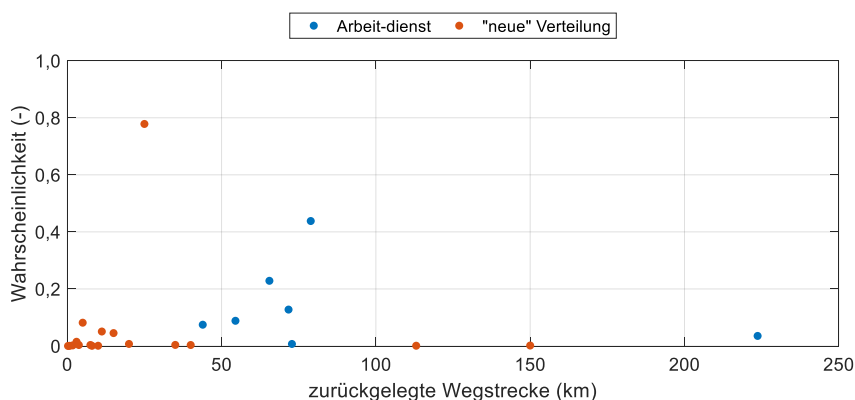


Abbildung 5-9: Verteilung der zurückgelegten Wegstrecke für die Zelle 3 der Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ sowie die „neue“ Verteilungsfunktion basierend auf den nicht ausgewählten Nutzergruppen für NVB bzw. NVC

Im Vergleich hierzu liegt die Verteilungsfunktion der Nutzergruppe „nach Hause“ zwischen 0,3 km und 113,1 km, wobei 94% der zurückgelegten Strecken kleiner 35 km und 50% kleiner 5,6 km sind. Für die zugehörige „neue“ Verteilung sind wiederum 99% aller zurückgelegten Wegstrecken kleiner 50 km, obwohl die langen Strecken der Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ in die neue Verteilung aufgenommen werden. Die beiden Verteilungen sind Abbildung 5-10 zu entnehmen.

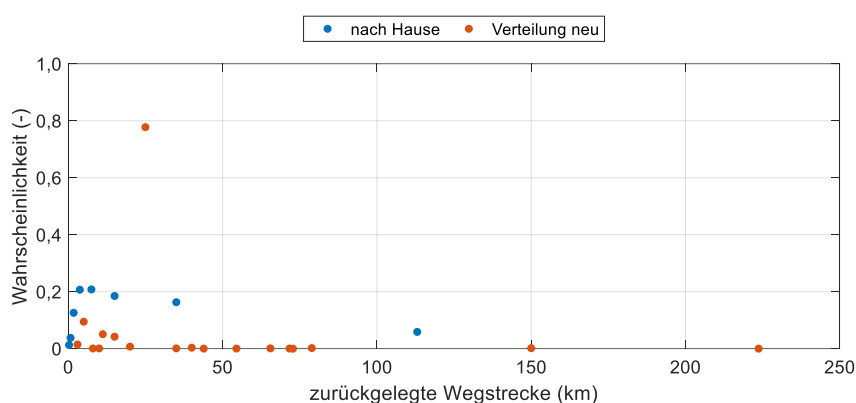


Abbildung 5-10: Verteilung der zurückgelegten Wegstrecke für die Zelle 3 der Nutzergruppe „nach Hause“ sowie die „neue“ Verteilungsfunktion basierend auf den nicht ausgewählten Nutzergruppen für NVB bzw. NVC

Der Vergleich der Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10 zeigt, dass die Wahrscheinlichkeit eine Distanz größer 50 km im Rahmen der Ermittlung der gesamten zurückgelegten Wegstrecke für die Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ signifikant höher ist, als für die Nutzergruppe „nach Hause“. Aufgrund der Annahme, dass beispielsweise mit dem Privatwagen nur am Arbeitsplatz und nicht zu Hause geladen wird, besteht eine Fahrkette aus mindestens zwei „Teilfahrten“ (Hin- und Rückweg). Für diese beiden Strecken, wird jeweils eine Distanz aus der Verteilungsfunktion der zurückgelegten Wegstrecken für die gewählte Nutzergruppe und die aktuelle Zelle gezogen. Je nach zufällig ausgewählter Anzahl der zurückgelegten Wegstrecken je Tag, werden alle weiteren Distanzen aus der „neuen“ Verteilung gezogen. Daher werden für die Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ mindestens zwei Strecken mit einer Distanz von 43,5 km gewählt, während für die Nutzergruppe „nach Hause“ mit einer Wahrscheinlichkeit von 94% zwei Wegstrecken kleiner 35 km zufällig ausgewählt werden. Die Analyse zeigt, dass die durchschnittliche zurückgelegte Wegstrecke auf Zellenebene für die Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ doppelt so groß ist, als jene der Nutzergruppe „nach Hause“. Der Energiebedarf ist jedoch nicht nur von den zurückgelegten Wegstrecken dieser beiden Nutzergruppen abhängig, sondern auch von der Anzahl der Wege je Zelle, unabhängig von der Anzahl der gewählten „Teilfahrten“. Mit Ausnahme von fünf Zellen, ist die Anzahl der Wege je Werktag der Nutzergruppe „nach Hause“ größer als jene der Nutzergruppe „Arbeit-dienst“. Zudem wird der Energiebedarf von der Nutzergruppe „Arbeit-privat“ beeinflusst, welche durchschnittliche Distanzen von 11,2 km aufweist. Aufgrund dieses Zusammenwirkens von

der Anzahl der Wege je Zelle und deren zurückgelegten Wegstrecken ist der Energiebedarf des Nutzerverhaltens B 20% höher als jener des Nutzerverhaltens C.

Energiebedarf der E-Mobilität auf Zellenebene

Der aggregierte Jahresenergiebedarf der E-Mobilität für eine Durchdringung von 100% ist auf Zellenebene in Abbildung 5-11 für die unterschiedlichen Nutzerverhalten dargestellt. Je nach Anzahl Wege und deren zurückgelegten Wegstrecken, variiert der Jahresenergiebedarf der E-Mobilität für das Nutzerverhalten A, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW und der Ladestrategie 1, zwischen 27 MWh in Zelle 26 und 16.456 MWh in Zelle 3. Der Höchstwert in Zelle 3 ist auf die bereits erwähnte Dominanz der Nutzergruppen „Erledigung“ und „Einkauf“ zurückzuführen. Diese Zelle beinhaltet das Stadtzentrum inklusive zahlreicher Einkaufsmöglichkeiten, Ärzten und dem Gemeindeamt.

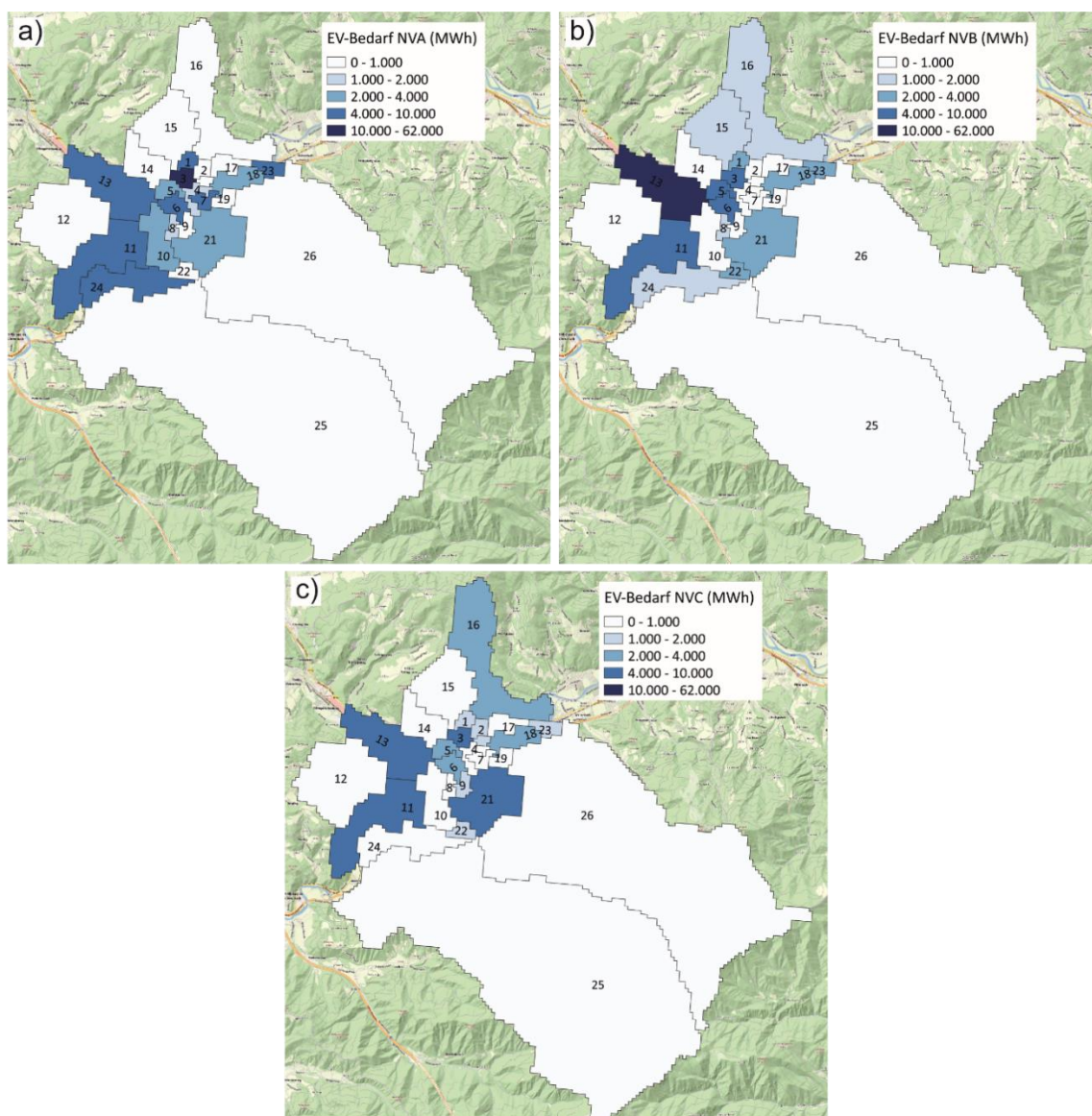


Abbildung 5-11: Aggregierter Jahresenergiebedarf der E-Mobilität für eine Durchdringung von 100% auf Zellenebene für die Stadt Leoben (a) NVA (b) NVB (c) NVC

Das Vorhandensein der Schwerindustrie und weiterer Arbeitsstätten bedeutet für Zelle 13, dass die beiden Nutzergruppen „Arbeit-privat“ und „Arbeit-dienst“ dominieren. Für das Nutzerverhalten A entfallen in Zelle 13 über 50% des EV-Jahresenergiebedarfs auf diese Nutzergruppen. Auch in absoluten Zahlen, werden in keiner Zelle mehr Wege in den Nutzergruppen „Arbeit-privat“ und „Arbeit-dienst“ zurückgelegt. Daher befindet sich für das Nutzerverhalten B der maximale EV-Jahresenergiebedarf mit 12.549 MWh ebenfalls in Zelle 13, während der minimale Jahresenergiebedarf zukünftiger E-Mobilität wie bereits beim Nutzerverhalten A mit 19 MWh in Zelle 26 auftritt. Für das Nutzerverhalten C gilt im Vergleich zum Nutzerverhalten B, dass der Energiebedarf in jenen Zellen mit einer hohen Anzahl an Arbeitsplätzen sinkt und in Regionen mit einer Vielzahl an Wohnsitzen steigt. Der EV-Jahresenergiebedarf liegt beim Nutzerverhalten C zwischen 26 MWh in Zelle 26 und 9.090 MWh in Zelle 13. Die exakten Werte der EV-Jahresenergiebedarfe je Nutzerverhalten und Zelle für eine Durchdringung von 100% EV, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW und Ladestrategie 1, sind der im Anhang befindlichen Tabelle 9-3 zu entnehmen.

Aufgrund des unterschiedlichen Energiebedarfs in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens, werden für etwaige Vergleiche lediglich qualitative Zusammenhänge bestimmt. Zudem wird die netztechnische sowie energietechnische Betrachtung für die unterschiedlichen Nutzerverhalten getrennt voneinander durchgeführt und ausgewertet, weshalb die Unterschiede im Energiebedarf eine Nebenrolle spielen.

Leistungsbedarf der E-Mobilität für das Gesamtsystem

Neben dem Energiebedarf ist zur Ermittlung der Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen der Leistungsbedarf bzw. Verlauf der synthetischen Ladelastprofile von Bedeutung. Die modellierten synthetischen Ladelastprofile für die unterschiedlichen Nutzerverhalten sind in Abbildung 5-12 für das Gesamtsystem für eine Durchdringung von 100% EV, einer Ladeleistung von 3,7 kW und der Ladestrategie 1 für eine exemplarische Winterwoche dargestellt. Während beim Nutzerverhalten A die größte Lastspitze am Nachmittag bzw. Abend auftritt, verschiebt sich diese beim Nutzerverhalten B in Richtung Vormittag bzw. Mittag. Das Nutzerverhalten C stellt eine Kombination zwischen Laden zu Hause und Laden bei der Arbeit dar, weshalb die Lastspitze am Vormittag bzw. Mittag des Nutzerverhaltens B reduziert wird, während der Leistungsbedarf am Nachmittag bzw. Abend wiederum steigt. Neben den unterschiedlichen Lastverläufen der drei Nutzerverhalten, ist die Berücksichtigung des Wochenendes zu erkennen. Aufgrund der Vielzahl der Ladevorgänge und des hohen Aggregationsgrades, wirkt das synthetische Ladelastprofil für jeden Werktag annähernd konstant, obwohl jeder Tag separat simuliert wird. Da wie bereits in Kapitel 5.2.1 erwähnt, für die Nutzerverhalten B und C für das Wochenende dieselben Annahmen getroffen werden, sind die beiden Lastverläufe für Samstag und Sonntag ident.

Durch diese Annahme soll gewährleistet werden, dass alle am Wochenende zurückgelegten Wegstrecken erfasst werden und die E-Fahrzeuge montagfrüh vollständig aufgeladen sind.

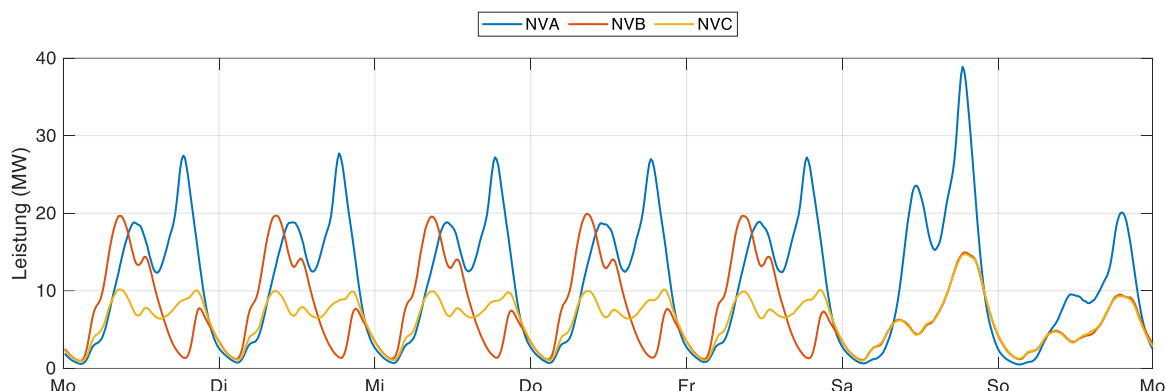


Abbildung 5-12: Vergleich der synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem in Abhängigkeit des gewählten Nutzerverhaltens anhand einer exemplarischen Winterwoche für eine Durchdringung von 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

In Abbildung 5-13 werden die Ladelastprofile bei unterschiedlichen EV-Durchdringungen für eine exemplarische Winterwoche für das Gesamtsystem anhand vom Nutzerverhalten A für eine Ladeleistung von 3,7 kW und der Ladestrategie 1 demonstriert. Wie daraus zu erkennen ist, nimmt der Leistungsbedarf der E-Mobilität mit steigender EV-Durchdringung infolge der Zunahme der Anzahl der zurückgelegten Wegstrecken und somit der Ladevorgänge zu. Die Nutzerverhalten B und C zeigen eine ähnliche Charakteristik und können der im Anhang befindlichen Abbildung 9-1 entnommen werden, wobei zur besseren Vergleichbarkeit der Nutzerverhalten die drei Teilabbildungen auf dieselbe Höhe skaliert werden.

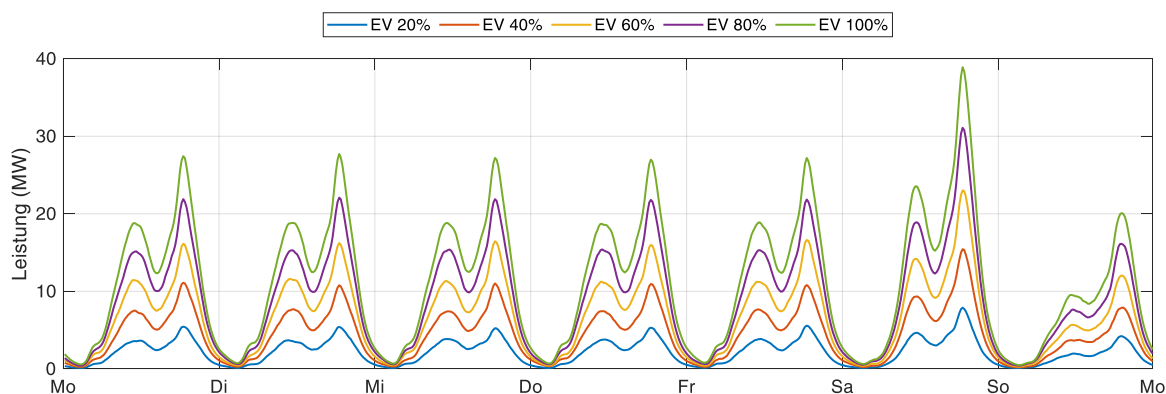


Abbildung 5-13: Vergleich der synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem bei steigender EV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 anhand einer exemplarischen Winterwoche

Die Vergleiche der synthetischen Ladelastprofile für die unterschiedlichen Jahreszeiten, Ladeleistungen und Ladestrategien weisen ebenfalls Analogien zwischen den unterschiedlichen Nutzerverhalten auf. Daher werden diese Vergleiche jeweils anhand eines Nutzerverhaltens demonstriert. Die grafische Gegenüberstellung der einzelnen

Nutzerverhalten für diese Vergleiche ist wiederum der im Anhang befindlichen Abbildungen (Abbildung 9-2 – Jahreszeit, Abbildung 9-3 – Ladeleistung, Abbildung 9-4 – Ladestrategie) zu entnehmen. Die Höhe der jeweiligen Teilabbildungen wird innerhalb eines Vergleichs skaliert. Alle Vergleiche werden anhand einer Durchdringung von 100% EV für das Gesamtsystem diskutiert.

Anhand des in Abbildung 5-14 dargestellten synthetischen Ladelastprofils für drei exemplarische Wochen für das Nutzerverhalten A, kann die Berücksichtigung der Jahreszeit während der Modellierung der Ladelastprofile demonstriert werden. Während an einem Werktag im Sommer der Lastverlauf mit einem Spitzenwert von 20 MW am geringsten ausfällt, erreicht er im Winter ein Maximum von 27 MW.

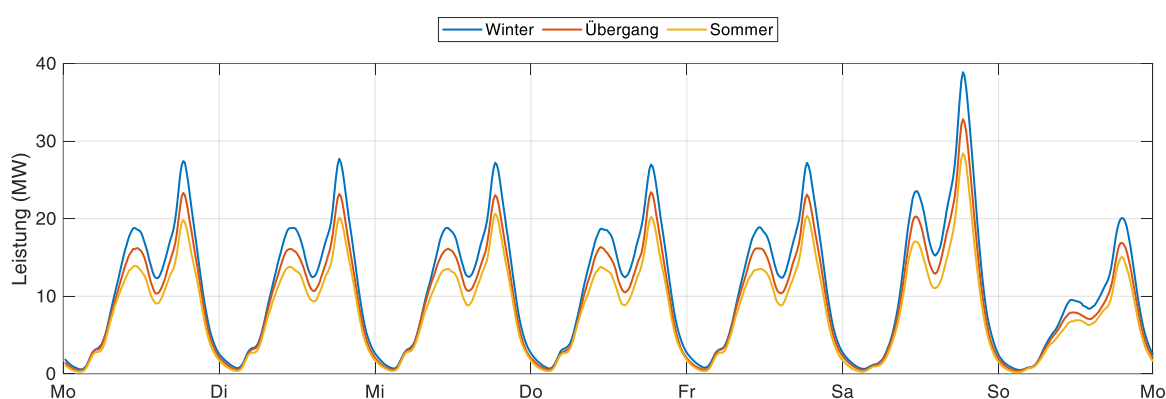


Abbildung 5-14: Einfluss der Jahreszeit auf die synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem für eine Durchdringung von 100% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 anhand von drei exemplarischen Wochen

Das in Abbildung 5-15 dargestellte synthetische Ladelastprofil für eine exemplarische Winterwoche des Nutzerverhaltens A zeigt einen Anstieg des Leistungsbedarfs mit steigender Ladeleistung. Durch Erhöhung der Ladeleistung von 3,7 kW auf 44 kW steigt die Lastspitze an einem Werktag von 27 MW auf 35 MW. Aufgrund der höheren Ladeleistung verschiebt sich die Lastspitze geringfügig und findet somit bereits früher statt. Da beim Nutzerverhalten A immer nur die letzte zurückgelegte Wegstrecke geladen wird, ist der Anstieg des Leistungsbedarfs in der Mittelspannungsebene für dieses Nutzerverhalten geringer als erwartet. Zudem ist aufgrund der kurzen zurückgelegten Wegstrecken die Ladedauer bereits bei einer Ladeleistung von 3,7 kW sehr gering und nimmt entsprechend bei höheren Ladeleistungen weiterhin ab. Somit kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass eine höhere Ladeleistung eine Reduktion des Leistungsbedarfs und der Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge im Mittelspannungsnetz hervorruft. Des Weiteren führt die Vorgehensweise, dass im Anschluss an jede zurückgelegte Wegstrecke geladen wird dazu, dass meist die maximale Ladeleistung von 3,7 kW oder 44 kW nicht genutzt wird, sondern der Ladevorgang meist lediglich in der Konstantspannungs-Phase stattfindet.

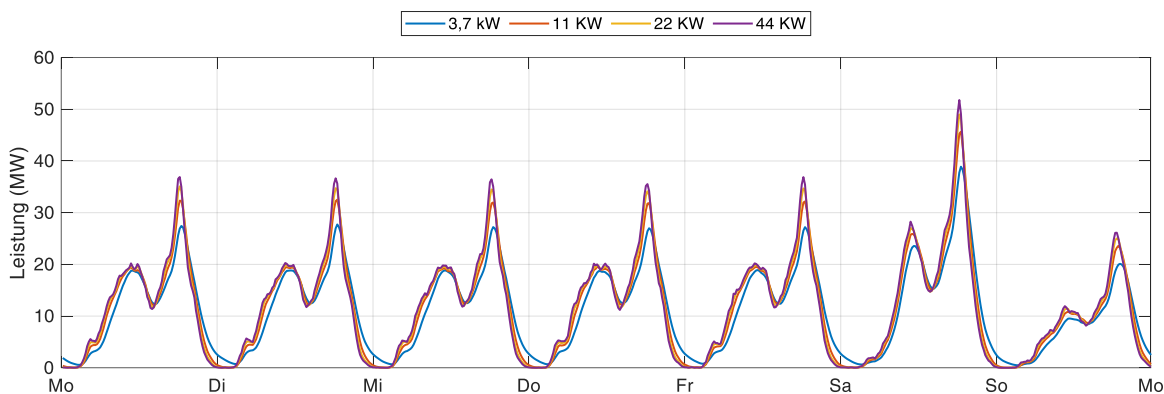


Abbildung 5-15: Vergleich synthetisches Ladelastprofil für das Gesamtsystem bei steigender Ladeleistung für eine Durchdringung von 100% EV für NVA und Ladestrategie 1 anhand einer exemplarischen Winterwoche

Im Vergleich zum Nutzerverhalten A wird beim Nutzerverhalten B und C eine Fahrkette gebildet, wodurch sich längere Distanzen der zurückgelegten Wegstrecke ergeben, weshalb sowohl in der Konstantstrom-Phase als auch in der Konstantspannungs-Phase geladen wird. Wie in Abbildung 5-16 zu erkennen, steigt die Lastspitze an einem Werktag für das Nutzerverhalten B bei Erhöhung der Ladeleistung von 3,7 kW auf 44 kW von 20 MW auf 31 MW. Dieser Anstieg der Lastspitze ist jedoch lediglich um 3 MW höher als jener beim Nutzerverhalten A. Aufgrund der längeren Distanzen ist jedoch einerseits die zeitliche Verschiebung der Lastspitze für dieses Nutzerverhalten deutlich erkennbar und andererseits auch der Einfluss der Ladeleistung auf den Lastverlauf. Da alle Fahrzeuge unabhängig von der gewählten Ladeleistung immer zum selben Zeitpunkt zu Laden beginnen, steigt bei der Ankunft der Fahrzeuge der Leistungsbedarf durch die Erhöhung der Ladeleistung von 3,7 kW auf 11 kW sprunghaft an. Bei einer weiteren Erhöhung der Ladeleistung bleibt die Steigung annähernd konstant bleibt. Aufgrund der höheren Ladeleistung, wird das Fahrzeug schneller geladen, weshalb der Leistungsbedarf in Summe sinken kann.

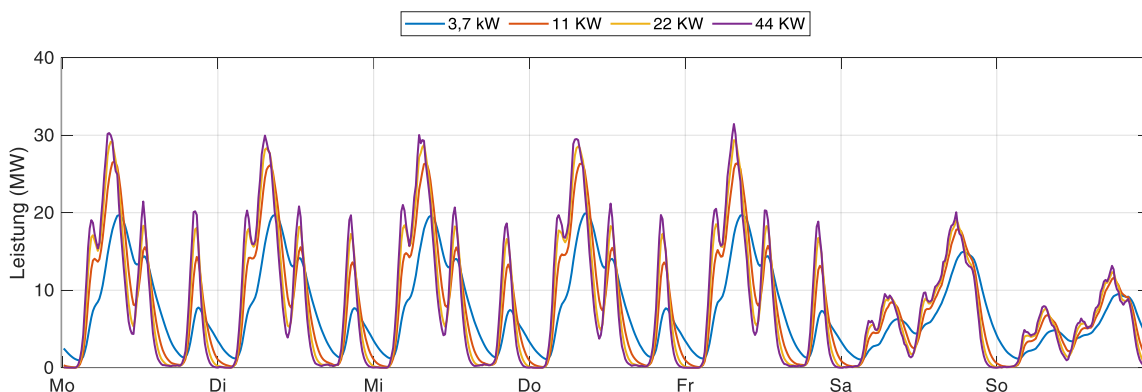


Abbildung 5-16: Vergleich synthetisches Ladelastprofil für das Gesamtsystem bei steigender Ladeleistung für eine Durchdringung von 100% EV für NVB und Ladestrategie 1 anhand einer exemplarischen Winterwoche

Obwohl der Anstieg der maximalen Lastspitze auch beim Nutzerverhalten B und C auf der Mittelspannungsebene geringer ausfällt als erwartet, ist der sprunghafte Anstieg des

Leistungsbedarfs und dessen Auswirkungen auf das elektrische Netz nicht zu vernachlässigen. Dennoch zeigt dieses Ergebnis, dass die getroffene Annahme der maximalen Ladeleistung von 44 kW für eine flächendeckende Analyse ausreichend ist. Die Betrachtung von Schnellladern mit beispielsweise 350 kW Ladeleistung für die hier vorgestellte Case-Study ist daher nicht zielführend.

Der Einfluss der Ladestrategie auf den Verlauf des synthetischen Ladelastprofils ist stark von der Nutzergruppe abhängig. Daher wird vor dem Vergleich der Ladelastprofile des Gesamtsystems für die unterschiedlichen Ladestrategien (Tabelle 4-4) der Einfluss der Ladestrategie auf den Verlauf des Leistungsbedarfs der E-Mobilität auf Nutzergruppenebene diskutiert. Daraus ergibt sich, dass die Ladelastprofile der einzelnen Nutzergruppen für die unterschiedlichen Ladestrategien für ausgewählte Zellen mit einander verglichen werden können. Hierbei handelt es sich um jene modellierten Ladelastprofile auf Zellenebene bevor diese zum synthetischen Ladelastprofil aggregiert werden, siehe Schritt 4 Kapitel 4.3.2.

Die Abhängigkeit der Ladestrategie von der Nutzergruppe basiert auf den unterschiedlichen Verhalten, welche diese Nutzergruppen definieren. Für die Ladestrategie spielt vor allem die Aufenthaltsdauer eine bedeutende Rolle. Dies bedeutet, dass je länger die Aufenthaltsdauer ist, desto geringer kann im Rahmen der Ladestrategie 2 die Ladeleistung gewählt werden. Für Ladestrategie 3 wirkt sich eine lange Aufenthaltsdauer wiederum positiv auf die Möglichkeiten der zeitlichen Verschiebung des Ladevorganges aus. Die Diskussion des Einflusses der Ladestrategien auf das Ladelastprofil wird anhand des Nutzerverhaltens A durchgeführt, da bei diesem alle Nutzergruppen berücksichtigt und somit modelliert werden. Hierzu zeigt die Abbildung 5-17 die Lastverläufe für einen ausgewählten Zeitabschnitt (Do-Fr-Sa) für die Nutzergruppen „nach Hause“, „Einkauf“ und „Arbeit-privat“ jeweils für eine Durchdringung von 100% EV, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW. Für die Nutzergruppe „Arbeit-privat“ werden zwei Zellen gewählt, welche eine unterschiedliche Dominanz der branchenspezifischen Arbeitsplätze und somit einen unterschiedlichen Lastverlauf aufweisen. Während in Abbildung 5-17c die Tagesganglinie „Schichtbetrieb“ dominiert, basiert der Verlauf in Abbildung 5-17d auf den Tagesganglinien „Handwerker-Dienstleistung“ sowie „Einzelhandel-Beschäftigte“. Der Zeitabschnitt wurde so gewählt, dass die Aneinanderreihung der Ladevorgänge (Ladestrategie 3 – LS3) zur Reduktion der Lastspitze deutlich erkennbar ist.

Wie bereits im Kapitel 4.3.2 erwähnt, berücksichtigt die Ladestrategie 2 (LS2) basierend auf der Aufenthaltsdauer für jede zurückgelegte Wegstrecke eine reduzierte Ladeleistung. Auf den Ladebeginn wird jedoch kein Einfluss genommen, weshalb der Vergleich zwischen Ladestrategie 1 (LS1) und Ladestrategie 2 nur eine geringe zeitliche Verschiebung der beiden Lastverläufe zeigt. Die Nutzergruppe „nach Hause“ weist im Vergleich zu den Nutzergruppen „Einkauf“ und „Arbeit-privat“ die längsten Aufenthaltsdauern auf, woraus sich die höchste

Reduktion der Lastspitze in dieser Nutzergruppe ergibt. Durch die Reduktion der Ladeleistung bei gleichbleibender zurückgelegter Wegstrecke, steigt wiederum die Ladedauer, weshalb der Leistungsbedarf der E-Mobilität in der Nacht erhöht wird.

Die Ladestrategie 3 unterscheidet zwischen einer Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze sowie einer Lastreduktion durch Aneinanderreihung der Ladevorgänge in Abhängigkeit einer Aufenthaltsverteilung je Nutzergruppe, siehe Kapitel 4.3.2. Hierbei wird anhand einer Aufenthaltsverteilung der E-Fahrzeuge die Anzahl der vorhandenen Spitzen ermittelt. Für jede Spitze der Aufenthaltsverteilung wird anschließend eine Zeitspanne definiert, in welcher die Ladevorgänge verschoben oder aneinandergereiht werden können. Dies bedeutet, sobald beispielsweise aufgrund der definierten Grenzwerte eine Aneinanderreihung der Ladevorgänge zur Lastreduktion als Ansatz ausgewählt wird, erfolgt für die entsprechenden Ladevorgänge keine Betrachtung hinsichtlich Verschiebung in die PV-Einspeisespitze. Wie in der Abbildung 5-17 zu sehen, weist die Nutzergruppe „Einkauf“ durch Anwendung der Ladestrategie 3 den geringsten Einfluss auf den Lastverlauf auf. Dieser geringe Einfluss ist auf eine durchschnittliche Aufenthaltsdauer unter einer Stunde zurückzuführen. Dennoch ist in Abbildung 5-17b zu erkennen, dass beide Ansätze angewendet werden können, während für die Nutzergruppe „nach Hause“ (Abbildung 5-17a) lediglich eine Lastreduktion durch Aneinanderreihung der Ladevorgänge stattfindet. Aufgrund der ausreichenden Aufenthaltsdauer ist es möglich die Ladevorgänge, welche tagsüber stattfinden in die Nacht zu verschieben. Für die Nutzergruppe „Arbeit-privat“ werden wiederum beide Ansätze für den Fall, dass auch eine Lastspitze am Abend vorhanden ist, berücksichtigt (Abbildung 5-17c). Ansonsten findet lediglich eine Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze statt, wie in Abbildung 5-17d dargestellt. Die Lastreduktion der Lastspitze am Abend besitzt, aufgrund der Aufenthaltsdauer der Ladevorgänge im Vergleich zur Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze, einen deutlich geringeren Einfluss auf den Lastverlauf. Durch die Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze ist einerseits eine Erhöhung und andererseits eine Reduktion der Lastspitze im Vergleich zu jener der Ladestrategie 1 möglich.

Die Nutzergruppen „Freizeit“ und „Erledigung“ weisen bezüglich Aufenthaltsdauer und zurückgelegter Wegstrecke eine ähnliche Charakteristik wie die Nutzergruppe „Freizeit“ auf, weshalb der in Abbildung 5-17b dargestellte Einfluss der Ladestrategie 2 und 3 auf den ungesteuerten Lastverlauf (Ladestrategie 1) auf die Nutzergruppen „Freizeit“ und „Erledigung“ umgelegt werden kann. Die Nutzergruppen „Ausbildung“ sowie „Arbeit-dienst“ zeigen wiederum ähnliche Charakteristik wie die Nutzergruppe „Arbeit-privat“, wobei bei der Nutzergruppe „Arbeit-dienst“ wiederum die branchenspezifischen Arbeitsplätze ausschlaggebend für den Einfluss der Ladestrategie sind.

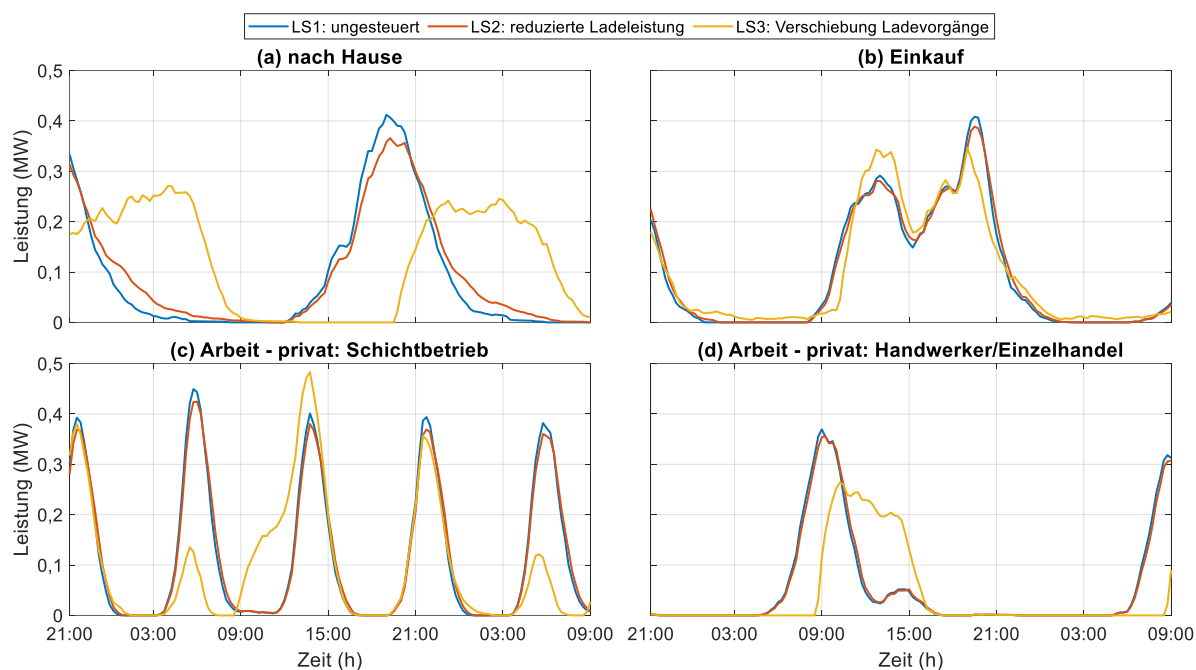


Abbildung 5-17: Verlauf synthetisches Ladelastprofil für eine Durchdringung von 100% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung für einen ausgewählten Zeitausschnitt (a) Zelle 21 und Nutzergruppe „nach Hause“ (b) Zelle 8 und Nutzergruppe „Einkauf“ (c) Zelle 11 und Nutzergruppe „Arbeit-privat“: Schichtbetrieb (d) Zelle 6 und Nutzergruppe „Arbeit-privat“: Handwerker/Einzelhandel

Da der Lastverlauf der synthetischen Ladelastprofile des Nutzerverhaltens A vorwiegend der Dominanz der Nutzergruppen „Erledigung“ und „Einkauf“ zuzuschreiben sind und diese beiden Nutzergruppen, wie anhand der Abbildung 5-17 demonstriert, nur ein geringes Potenzial hinsichtlich Einfluss der Ladestrategie auf den Lastverlauf aufweisen, wird zur Betrachtung des Gesamtsystems das Nutzerverhalten B herangezogen. Die in Abbildung 5-18 dargestellten Lastverläufe für eine exemplarische Winterwoche zeigen, dass durch Anwendung der Ladestrategie 2 die Lastspitzen reduziert werden können. Als Folge der geringeren Ladeleistung, steigt die Ladedauer geringfügig an, wodurch sich der Leistungsbedarf in der Nacht erhöht. Durch Ladestrategie 3, Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze bzw. Lastreduktion, findet eine deutliche Verschiebung und Erhöhung der Lastspitze zu Mittag im Vergleich zum synthetischen Ladelastprofil für die Ladestrategie 1 statt. Während an Werktagen die Lastspitze der Ladestrategie 3 am Abend fast jener der Ladestrategie 1 entspricht, kann am Wochenende auch eine Lastreduktion, durch Aneinanderreihung der Ladevorgänge aufgezeigt werden. Dies wird darauf zurückgeführt, dass beim Nutzerverhalten B am Wochenende zusätzlich in der Nutzergruppe „nach Hause“ geladen wird. Diese Nutzergruppe weist ein höheres Potential zur Lastreduktion durch Aneinanderreihung der Ladevorgänge als die Nutzergruppe „Arbeit-privat“ bzw. „Arbeit-dienst“ auf, siehe Abbildung 5-17. Eine solche Lastreduktion kann jedoch durchaus auch unter der Woche auf Zellenebene erkennbar sein, wie im Rahmen der Abbildung 5-17c

bereits erwähnt. Infolge des geringen Anteils dieses Einflusses auf den Lastverlauf bezogen auf das Gesamtsystem, ist dieser jedoch in der Abbildung 5-18 nicht erkennbar.

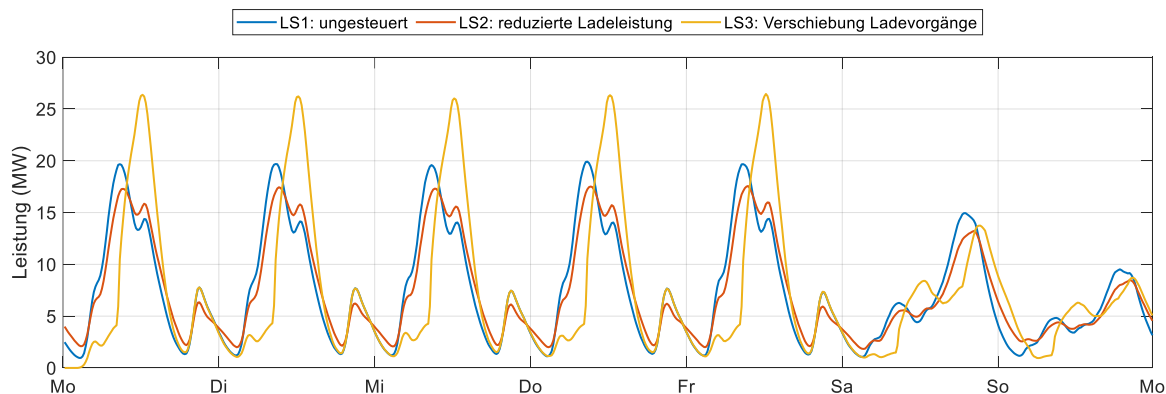


Abbildung 5-18: Einfluss Ladestrategie auf die synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem für eine Durchdringung von 100% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung anhand einer exemplarischen Winterwoche

5.2.3 PV-Erzeugungsprofile

Unter der Annahme, dass alle geeigneten Dachflächen aus dem Solardachkataster zur Bestimmung des PV-Potenzials herangezogen werden (PV-Durchdringung = 100%), ergeben sich die in Abbildung 5-19 auf Zellenebene dargestellten PV-Jahresenergieerzeugungen. In Abhängigkeit der Zelle variiert die Jahresenergieerzeugung zwischen 288 MWh (Zelle 19) und 22.439 MWh (Zelle 13) und beträgt für die Stadt Leoben 103.567 MWh.

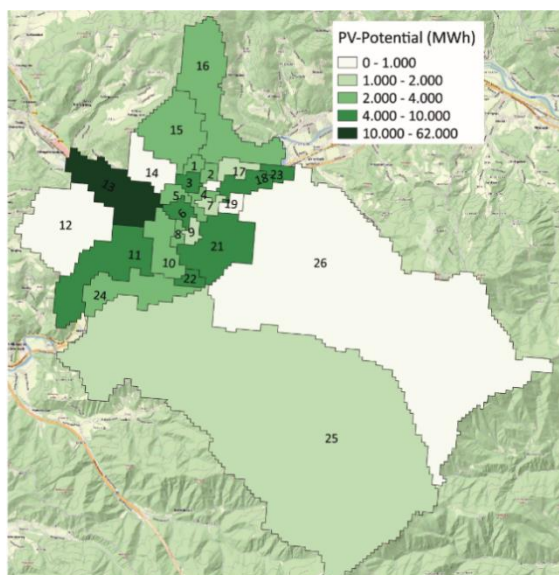


Abbildung 5-19: Aggregierte PV-Jahresenergieerzeugung für eine Durchdringung von 100% auf Zellenebene für die Stadt Leoben

Das geringe Energiepotenzial der Zellen 1 und 3 im innerstädtischen Bereich im Vergleich zum größten Potenzial der Zelle 13, liegt einerseits an der Zellengröße und andererseits an der Eignung der Dachflächen. Trotz einer Vielzahl an Dachflächen im innerstädtischen Bereich, sind aufgrund falscher Ausrichtung oder Winkel der Dachflächen nicht alle für

Photovoltaik-Anlagen geeignet. Zudem handelt es sich bei Zelle 13 um eine industrieintensive Zelle, mit einer Vielzahl an Lagerhallen, welche ein großes Dachflächenpotenzial bieten. Die genauen Werte des Jahreserzeugungspotenzial je Zelle sind der im Anhang befindlichen Tabelle 9-3 zu entnehmen.

Das modellierte PV-Erzeugungsprofil für das Gesamtsystem, den Slack-Knoten, basierend auf realen Einstrahlungs- und Temperaturdaten aus dem Jahr 2014 ist in Abbildung 5-20 für drei exemplarische Wochen dargestellt. Der Einfluss der realen Einstrahlungs- und Temperaturdaten zeigt neben der saisonalen Komponente auch erhebliche Schwankungen in der Tageskomponente sowie die Fluktuation innerhalb eines Tages. Prinzipiell sind die Einspeisespitzen im Sommer am höchsten, können jedoch von jenen in der Übergangszeit überschritten werden. Zudem ist zu erkennen das an einem stark bewölkten Sommertag die PV-Einspeisespitze kleiner sein kann, als jene an einem sonnenreichen Wintertag.

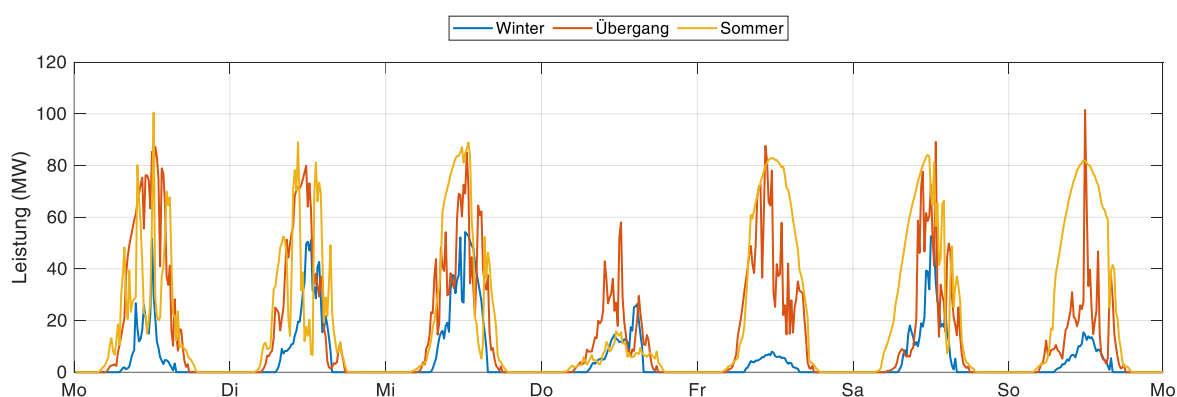


Abbildung 5-20: Einfluss Jahreszeit auf das PV-Erzeugungsprofil für das Gesamtsystem bei einer Durchdringung von 100% PV anhand von drei exemplarischen Wochen

5.3 Netztechnische Betrachtung

Für die netztechnische Betrachtung erfolgt die Auswertung der Ergebnisse aus der Lastflussberechnung hinsichtlich Auslastung der Betriebsmittel mit Fokus auf die im zellbasierten Netzmodell vorhandenen Leitungen sowie dem 110 kV/30 kV-Transformator für die unterschiedlichen Szenarien der Ladestrategie 1 (ungesteuert). Anhand der Analyse zum zeitlichen Auftreten möglicher Überlastungen der Leitungen und des 110 kV/30 kV-Transformators, erfolgt anschließend die Identifikation von Worst-Case Wochen und Tage. Nachfolgend wird der Einfluss unterschiedlicher Ladestrategien auf die Netzbelastung anhand der Worst-Case Wochen und Tagen sowie ausgewählter Beispiele diskutiert. Aufgrund der bestehenden Abweichungen in den Leitungen, siehe Kapitel 4.1.2, wird abschließend der Einfluss der Modellgenauigkeit auf die Ergebnisse hinsichtlich Auslastung der Betriebsmittel erörtert.

5.3.1 Auslastung der Leitungen

Anzahl der Überlastungen

Zur Ermittlung der Anzahl der überlasteten Leitungen werden die Ergebnisse aus den Lastflussberechnungen der unterschiedlichen Szenarien hinsichtlich der maximalen Auslastung je Leitung, untersucht. Daher wird für jede Leitung die maximale Auslastung, welche innerhalb des Betrachtungszeitraumes von einem Jahr auftritt, sowie ihr zeitliches Auftreten je Szenario bestimmt. Sobald die maximale Auslastung größer 100% ist, gilt die Leitung als überlastet. Die Dauer der Überlastung wird an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

Zur besseren Übersicht werden die beiden, im Mittelspannungsnetz der Stadt Leoben vorhandenen, Spannungsebenen getrennt voneinander betrachtet und analysiert. In Abbildung 5-21 ist die Anzahl der überlasteten 30 kV-Leitungen in Abhängigkeit des Szenarios (Variation EV- und PV-Durchdringung sowie Ladeleistung) für die Ladestrategie 1 dargestellt. Eine Durchdringung von 0% EV bedeutet, dass der Bedarf zukünftiger E-Mobilität nicht berücksichtigt wird und daher eine Unterscheidung zwischen Nutzerverhalten oder Ladeleistung nicht notwendig bzw. möglich ist. Diese Szenarien werden somit mit „keine EV“ gekennzeichnet und sind für jedes Nutzerverhalten gleich. Wie in der Abbildung 5-21 zu erkennen, führen die PV-Einspeisespitzen auf der 30 kV-Spannungsebene zu einer höheren Netzbelastung als die durch die E-Mobilität verursachten Lastspitzen. Dementsprechend führt eine Durchdringung von 80% PV zu einer und eine Durchdringung von 100% PV zu zwei überlasteten Leitungen von insgesamt 17 Leitungen, welche sich im Netzmodell auf der 30 kV-Spannungsebene befinden. Die E-Mobilität verursacht beim Nutzerverhalten B und C in den 30 kV-Leitungen keine Überschreitung der Belastungsgrenze. Beim Nutzerverhalten A hingegen wird ab einer Durchdringung von 100% EV und einer Ladeleistung von 11 kW eine Leitung überlastet. Für das Szenario einer Durchdringung von 80% PV und 100% EV (Ladeleistung = 11 kW), müssten daher theoretisch zwei Leitungen überlastet werden. Die Identifizierung der betroffenen Leitung zeigt hingegen, dass in den Einzelbetrachtungen (nur PV oder EV) jeweils die selbe Leitung überlastet ist. Dies bedeutet, dass die Überlastungen, verursacht durch die PV-Einspeisespitzen sowie durch die EV-Lastspitzen, in derselben Leitung auftreten, weshalb im Szenario mit einer Durchdringung von 80% PV und 100% EV lediglich in einer Leitung die Belastungsgrenze überschritten wird. Es besteht jedoch auch die Möglichkeit einer tatsächlichen Reduktion der überlasteten 30 kV-Leitungen, beispielsweise durch Erhöhung der EV-Durchdringung bei konstanter PV-Durchdringung. Dieser Synergieeffekt ist vom jeweiligen Nutzerverhalten und dem dadurch entstehenden Leistungsbedarf abhängig. Somit ist aufgrund des höchsten Leistungsbedarfs des Nutzerverhaltens A dieser erste Synergieeffekt bei diesem am stärksten ausgeprägt. Daraus folgt, dass bei einer

Durchdringung von 80% PV die Überlastung einer Leitung bereits ab Durchdringung von 60% EV vermieden werden kann.

Abbildung 5-22 zeigt die Anzahl der überlasteten Leitungen der 5 kV-Spannungsebene in Abhängigkeit des Szenarios (Variation EV- und PV-Durchdringung sowie Ladeleistung) für die Ladestrategie 1. Wie in Abbildung 5-22 zu erkennen nimmt mit zunehmender PV- und EV-Durchdringung sowie steigender Ladeleistung die Anzahl der überlasteten 5 kV-Leitungen zu. Die ersten Überschreitungen der Belastungsgrenze treten bei Durchdringungen ab 40% PV bzw. 40% EV für das Nutzerverhalten A und B sowie bei Durchdringungen ab 60% EV für das Nutzerverhalten C auf. Unabhängig vom Nutzerverhalten führen, wie bereits für die 30 kV-Leitungen festgestellt, die PV-Einspeisespitzen zu mehr überlasteten Leitungen als die EV-Lastspitzen. Je nach Nutzerverhalten sind bei einer Durchdringung von 100% EV und 100% PV zwischen 12 und 14 Leitungen von den 44 Leitungen, welche sich im Netzmodell auf der 5 kV-Spannungsebene befinden, von Überschreitungen der Belastungsgrenze betroffen. Analog zu den 30 kV-Leitungen ergibt sich die Anzahl der überlasteten Leitungen jener Szenarien, die eine Kombination aus E-Mobilität und der Nutzung des PV-Potentials berücksichtigen, nicht aus der Summe der Anzahl der überlasteten Leitungen der Einzelbetrachtungen (nur PV oder EV). Der Synergieeffekt, der Reduktion der betroffenen 5 kV-Leitungen, tritt lediglich für das Nutzerverhalten B und C auf. Überlastungen, verursacht durch die EV-Lastspitzen, werden durch Erhöhung der PV-Durchdringung, von 0% auf 20% in Abhängigkeit der EV-Durchdringung sowie der Ladeleistung, vermieden. Bei höheren PV-Durchdringungen überwiegt der Einfluss der PV-Einspeisespitzen auf die Netzbelastung im Vergleich zum positiven Effekt des Leistungsbedarfs der E-Mobilität, weshalb für Durchdringungen ab 40% PV keine Reduktion der Anzahl der überlasteten Leitungen bei konstanter EV-Durchdringung mehr möglich ist. Bei einer Durchdringung von 60% PV nimmt jedoch, durch Erhöhung der EV-Durchdringung, die Anzahl der überlasteten Leitungen zu.

Wie anhand der Abbildung 5-21 und Abbildung 5-22 für die Anzahl der überlasteten 30 kV- und 5kV-Leitungen demonstriert, treten erste Überschreitungen der Belastungsgrenze erst ab Durchdringungen von 40% PV bzw. 40% EV auf. Dies lässt auf ein gut ausgebautes Netz, in dem ausreichend Reserven vorhanden sind, schließen. Zudem zeigen die Analysen, dass die Nutzung des PV-Potentials kritischer zu bewerten ist als die E-Mobilität. Aus diesem Grund kann die Nutzung des PV-Potentials als limitierender Faktor für die hier vorgestellte Case-Study betrachtet werden. Die Reduktion der Anzahl der überlasteten Leitungen tritt auf der 30 kV- sowie auf der 5 kV-Spannungsebene in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens nur vereinzelt auf. Trotz dieser geringen Synergieeffekte kann festgehalten werden, dass eine Abstimmung zwischen der E-Mobilität und der Versorgung dieser durch die Nutzung von PV-Potenzialen sinnvoll ist.

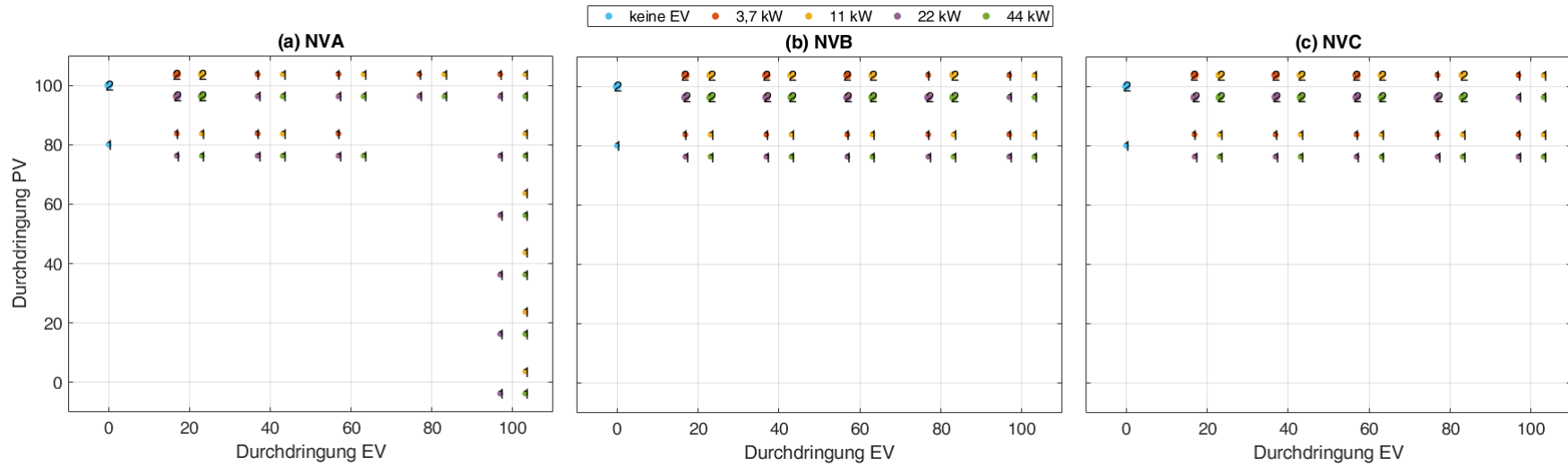


Abbildung 5-21: Anzahl der überlasteten 30 kV-Leitungen in Abhängigkeit der Szenarien für Ladestrategie 1 (a) NVA (b) NVB (c) NVC

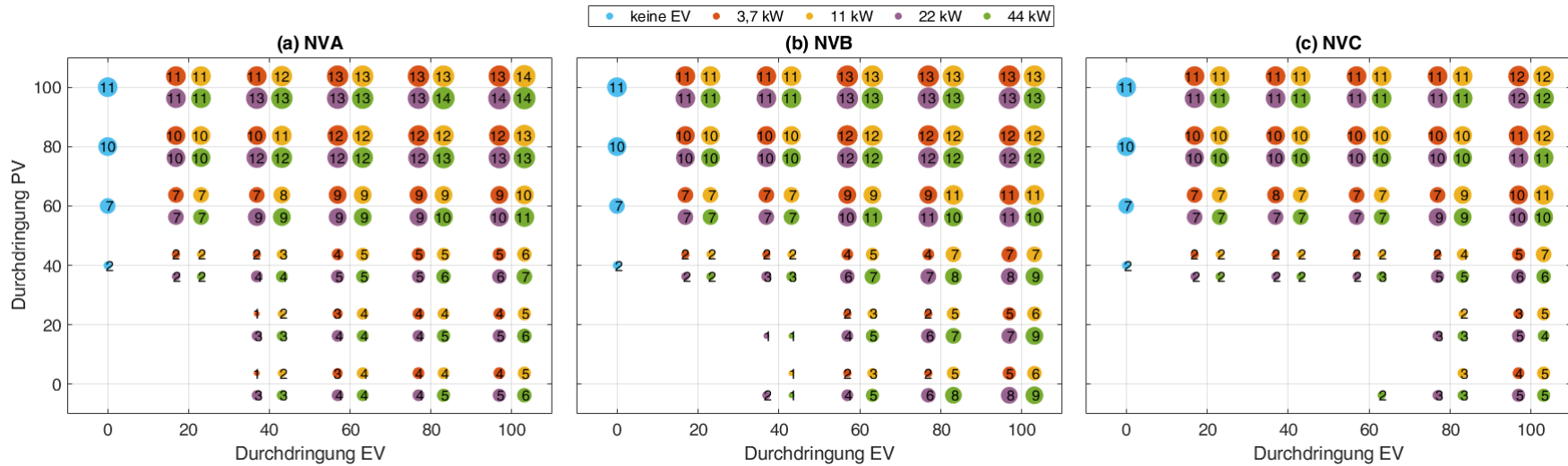


Abbildung 5-22: Anzahl der überlasteten 5 kV-Leitungen in Abhängigkeit der Szenarien für Ladestrategie 1 (a) NVA (b) NVB (c) NVC

Im Anschluss an die Ermittlung der Anzahl der überlasteten Leitungen, werden diese für beide Spannungsebenen identifiziert. Die Identifizierung zeigt, dass einerseits die Überlastungen durch die Nutzung der PV-Potentiale und andererseits durch die E-Mobilität verursacht werden. Zudem treten die Überlastungen in Abhängigkeit der Nutzerverhalten in unterschiedlichen Leitungen auf. Daher werden die überlasteten 30 kV- und 5 kV-Leitungen den vier Kategorien (PV, NVA, NVB und NVC) zugeordnet, siehe Tabelle 5-3. Näheres zu den Kategorien ist Kapitel 5.2 bzw. Tabelle 5-2 zu entnehmen.

Tabelle 5-3: Übersicht der überlasteten Leitungen der 30 kV- und 5 kV-Spannungsebene bei Ladestrategie 1

Leitung	PV ⁽¹⁾	NVA ⁽²⁾	NVB ⁽²⁾	NVC ⁽²⁾
LTG0603_030_1	x	x		
LTG1006_030_1	x			
LTG0115_005_1	x			
LTG0216_005_1	x		x	x ⁽³⁾
LTG0302_005_2	x		x	x ⁽³⁾
LTG0403_005_1		x		
LTG0513_005_1	x ⁽³⁾		x	
LTG0605_005_1	x		x ⁽³⁾	X
LTG0608_005_1	x	x		
LTG0610_005_2	x			
LTG1013_005_1	x		x	
LTG1124_005_1	x ⁽³⁾	x ⁽³⁾	x	
LTG1804_005_1		x ⁽³⁾	x ⁽³⁾	x ⁽³⁾
LTG1819_005_1		x ⁽³⁾	x ⁽³⁾	x
LTG1823_005_1	x	x	x	
LTG2122_005_1	x ⁽³⁾			

(1) ... PV-Durchdringung = 100%, EV-Durchdringung = 0%

(2) ... EV-Durchdringung = 100% und Ladeleistung 44 kW, PV-Durchdringung = 0%

(3) ... jene drei Leitungen, die den höchsten Belastungen innerhalb der jeweiligen Kategorie ausgesetzt sind

Zudem sind in Tabelle 5-3 je Kategorie jene drei Leitungen markiert, welche den höchsten Belastungen ausgesetzt sind. Zur Entscheidung, welche Leitungen den höchsten Belastungen ausgesetzt sind, dient die Auswertung der maximalen Auslastung sowie die Dauer der Überlastungen. Die maximale Auslastung dieser Leitungen variiert zwischen 114,01% (NVC-LTG1804_005_1) und 350,17% (NVA-LTG1124_005_1), während die Dauer der Überlastungen zwischen 78,75 Stunden (NVC-LTG1804_005_1) und 1972,75 Stunden (NVA-LTG1804_005_1) liegt. Die Werte aller ausgewählten Leitungen, können der im Anhang befindlichen Tabelle 9-4 entnommen werden.

Des Weiteren wird der Fokus im Rahmen der hier vorgestellten Case-Study auf die 5 kV-Spannungsebene gelegt, da einerseits nur zwei 30 kV-Leitungen von 17 überlastet sind und andererseits die Dauer der Überlastungen mit einem Maximum von 45,5 Stunden (LTG0603_030_1) für das Nutzerverhalten A bei einer Ladeleistung von 44 kW relativ gering im Vergleich zu den Überlastungsdauern auf der 5 kV-Spannungsebene ist. Daher wird zur besseren Lesbarkeit der weiteren Analysen nachfolgend für die Leitungen der 5 kV-Spannungsebene auf die Endung _005 und die Laufvariable _1 bzw. _2 verzichtet. Aus der Leitung LTG0513_005_1 wird somit LTG01513.

Analyse steigender E-Mobilität hinsichtlich Netzbelastung

Neben der Anzahl der überlasteten Leitungen kann basierend auf der maximalen Leitungsauslastung, zudem der Einfluss beispielsweise von steigenden Durchdringungen oder Ladeleistungen auf die Netzbelastung untersucht werden. Die in den nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 5-23 bis Abbildung 5-25) dargestellten maximalen Auslastungen für jene 14 5 kV-Leitungen, bei denen Überlastungen auftreten, werden zunächst lediglich in ihrer Höhe unterschieden. Ein Vergleich des zeitlichen Auftretens ist anhand der gewählten Darstellung nicht möglich, da die abgebildeten maximalen Auslastungen nicht zum selben Zeitpunkt auftreten müssen.

Bevor das Hauptaugenmerk auf die E-Mobilität gelegt wird, soll der Einfluss einer steigenden PV-Durchdringung auf die maximale Leitungsauslastung ohne Berücksichtigung der E-Mobilität (EV-Durchdringung = 0%) anhand von Abbildung 5-23 betrachtet werden. Wie bereits erwähnt, treten Überlastungen ab einer Durchdringung von 40% PV auf. Eine steigende PV-Durchdringung führt zu steigendem Leistungsüberschuss in den Zellen, welcher in das Netz eingespeist wird. Dadurch steigt der Lastfluss in den Leitungen und somit die Leitungsauslastung, wodurch wiederum die Anzahl der überlasteten Leitungen zunimmt.

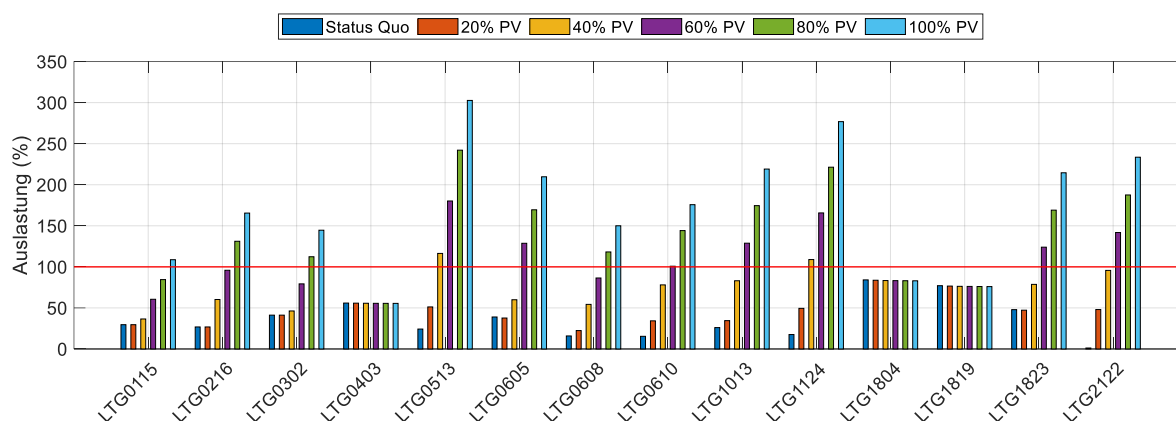


Abbildung 5-23: Maximale Auslastung ausgewählter 5 kV-Leitungen bei steigender PV-Durchdringung (EV-Durchdringung = 0)

Unter Vernachlässigung möglicher Wechselwirkungen werden die Einflüsse steigender EV-Durchdringungen, ohne Berücksichtigung der Nutzung des PV-Potenzials (PV-Durchdringung = 0%), betrachtet. Unabhängig vom Nutzerverhalten nimmt mit steigender EV-Durchdringung der Leistungsbedarf in den Zellen zu. Dadurch steigt der Lastfluss in den Zellen, wodurch wiederum die maximale Auslastung bzw. die Anzahl der überlasteten Leitungen zunimmt. Dies wird anhand von Abbildung 5-24 für das Nutzerverhalten A für eine Ladeleistung von 3,7 kW demonstriert. Wie bereits erwähnt (Tabelle 5-3) sind die überlasteten Leitungen vom Nutzerverhalten abhängig, da der Leistungsbedarf in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens variiert. Zudem beeinflusst der Leistungsbedarf wiederum die Leitungsauslastung und somit die maximale Auslastung. Daher weisen die Nutzerverhalten B und C zum Nutzerverhalten A hinsichtlich einer steigenden maximalen Auslastung mit steigender EV-Durchdringung analoges Verhalten auf, lediglich die Höhe der maximalen Auslastung variiert in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens. Die grafische Darstellung des Vergleichs der Nutzerverhalten ist der im Anhang befindlichen Abbildung 9-5 zu entnehmen. Zur besseren Vergleichbarkeit der Nutzerverhalten werden die drei Teilabbildungen auf dieselbe Höhe skaliert.

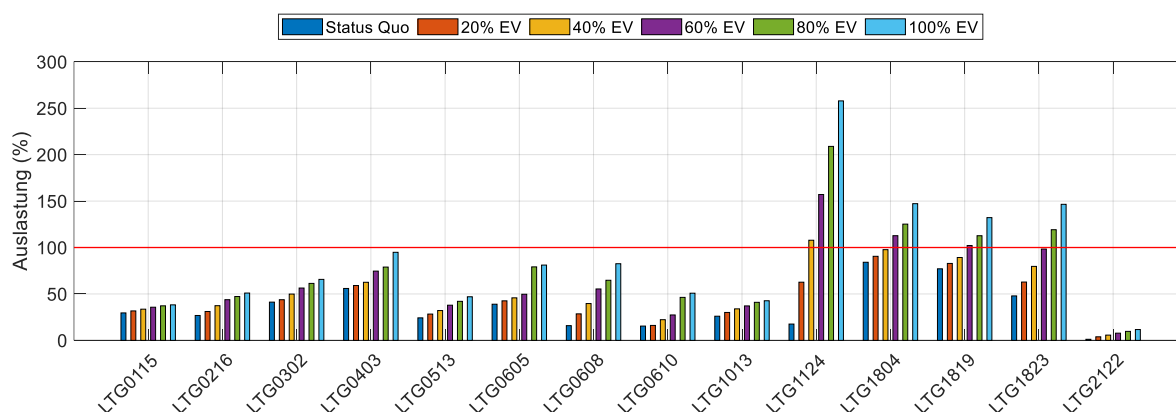


Abbildung 5-24: Maximale Auslastung ausgewählter 5 kV-Leitungen bei steigender EV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%)

Beim Vergleich zweier Szenarien, die sich ausschließlich durch die Ladeleistung unterscheiden, steigt durch Erhöhung der Ladeleistung der Leistungsbedarf in einem Zeitschritt an, während dieser in einem anderen Zeitschritt (15-Minuten-Wert) abnimmt. Somit führt der durch die steigende Ladeleistung verursachte Leistungsbedarf zur Zunahme der maximalen Auslastungen, wie in Abbildung 5-25 für das Nutzerverhalten B bei einer Durchdringung von 100% EV dargestellt. Die Höhe des Anstiegs der maximalen Auslastung ist abhängig von der Anzahl sowie der Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge innerhalb der Zellen. Dies bedeutet, je mehr Ladevorgänge gleichzeitig stattfinden, desto höher ist der Anstieg des Leistungsbedarfs mit steigender Ladeleistung. Wie bereits anhand der steigenden EV-Durchdringung diskutiert, zeigen die Nutzerverhalten A und C wiederum Analogien hinsichtlich einer steigenden maximalen Auslastung bei Erhöhung der Ladeleistung. Der Vergleich der drei Nutzerverhalten für eine steigende Ladeleistung wird wiederum auf dieselbe Höhe der Auslastung skaliert und befindet sich im Anhang (Abbildung 9-6).

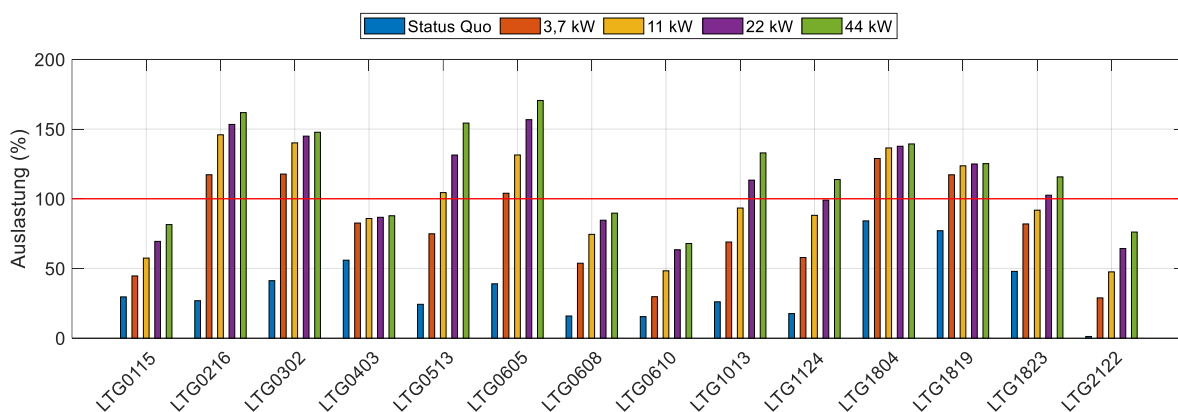


Abbildung 5-25: Maximale Auslastung ausgewählter 5 kV-Leitungen bei steigender Ladeleistung für eine Durchdringung von 100% EV für NVB und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%)

Neben der maximalen Auslastung, welche lediglich einen spezifischen Wert innerhalb des Betrachtungszeitraumes von einem Jahr darstellt, ist auch die Dauer der Überlastungen und deren Charakteristik bei zunehmender PV- bzw. EV-Durchdringung sowie steigender Ladeleistung von Bedeutung. Sobald die Auslastung der Leitung größer 100% ist, gilt die Leitung als überlastet. Dies wird für jeden Zeitschritt der zeitlich aufgelösten Lastflussberechnungen (15-Minuten-Werte) ermittelt. Über die Summe der Werte größer 100% dividiert durch vier, ergibt sich dann die Überlasterungsdauer in Stunden. Für jene acht Leitungen, die den größten Überlastungen ausgesetzt sind, wird in Abbildung 5-26 die Dauer der Überlastungen für eine steigende PV- bzw. EV-Durchdringung (NVA) sowie steigende Ladeleistung (NVB) dargestellt. Wie bereits anhand dieser Szenarien für die maximalen Auslastungen präsentiert, resultiert aus einer steigenden PV- bzw. EV-Durchdringung sowie steigenden Ladeleistung auch ein Anstieg der Dauer der Überlastungen. In Abhängigkeit des Nutzerverhaltens variiert die Dauer der Überlastungen, sowie die maximale Auslastung,

entsprechend des Leistungsbedarfs der E-Mobilität. Dennoch weisen die unterschiedlichen Nutzerverhalten, hinsichtlich Anstieg der Dauer der Überlastungen bei steigender EV-Durchdringung sowie Ladeleistung, Analogien auf, weshalb der Vergleich der Nutzerverhalten der im Anhang befindlichen Abbildung 9-7 für eine steigende EV-Durchdringung und in Abbildung 9-8 für eine steigende Ladeleistung zu entnehmen ist.

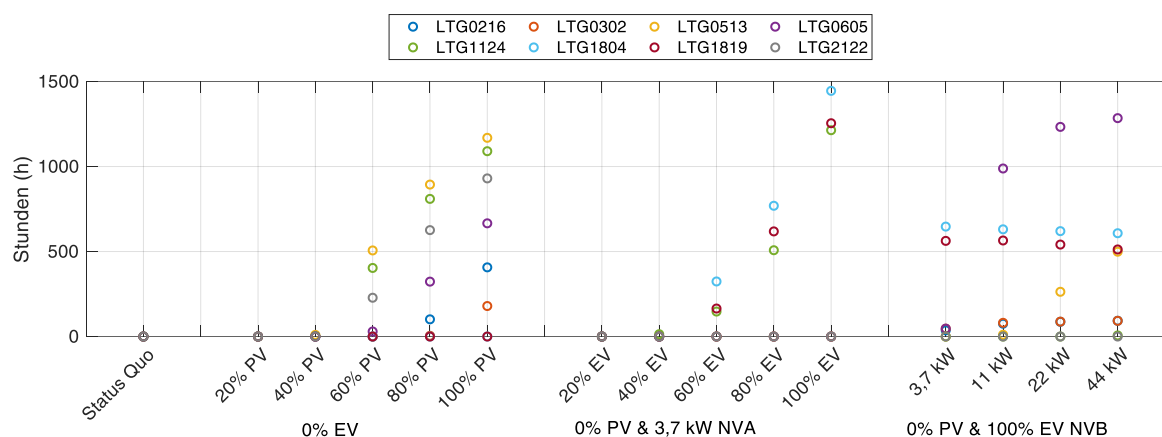


Abbildung 5-26: Dauer der Überlastung der acht am meisten belasteten 5 kV-Leitungen für ausgewählte Szenarien unterschiedlicher Nutzerverhalten bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

Daraus kann der Schluss gezogen werden, dass die Auswirkungen einer steigenden Nutzung des PV-Potenzials oder der E-Mobilität, welche anhand des zellbasierten Netzmodells aufgezeigt werden, auf das reale elektrische Netz umgelegt werden können. Dies bedeutet, dass mit zunehmender PV- bzw. EV-Durchdringung sowie steigender Ladeleistung die Netzbelastung und somit die Auslastung der Leitung zunimmt. Die Erhöhung der Leitungsauslastung führt wiederum zu steigenden maximalen Auslastungen sowie einer steigenden Dauer der Überlastungen der Leitungen.

Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen

Wie bereits erwähnt sind erste Synergieeffekte zwischen der E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen anhand der Reduktion der Anzahl der überlasteten Leitungen durch eine steigende PV- oder EV-Durchdringungen erkennbar. Zur genaueren Analyse erfolgt die Betrachtung der maximalen Auslastungen einerseits für eine konstante PV-Durchdringung bei steigender EV-Durchdringung und andererseits für eine konstante EV-Durchdringung bei steigender PV-Durchdringung für die unterschiedlichen Nutzerverhalten. Obwohl bereits erste Überlastungen bei einer Durchdringung von 40% PV bzw. 40% EV für das Nutzerverhalten A und B sowie ab 60% EV für das Nutzerverhalten C auftreten, liegt die Dauer dieser Überlastungen unter 50 Stunden (Ladeleistung = 44 kW), weshalb für das Nutzerverhalten A und B jeweils die nächsthöheren Durchdringungen bzw. für das Nutzerverhalten C eine Durchdringung von 100% EV für die Analyse der Synergieeffekte herangezogen werden.

In Abbildung 5-27 ist ausgehend von einer Durchdringung von 60% EV, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, die maximale Auslastung bei steigender PV-Durchdringung abgebildet. Zudem werden zur Bestimmung der Synergie als Referenzszenarien der Status Quo sowie die Szenarien bei einer Durchdringung von 0% EV bei steigender PV-Durchdringung abgebildet. Der Vergleich der Szenarien mit und ohne E-Mobilität zeigt, dass bei Durchdringungen bis zu 40% PV die maximalen Auslastungen durch die EV-Lastspitzen bestimmt werden. Dieser Effekt ist beim Nutzerverhalten A, welches auch den höchsten Leistungsbedarf besitzt, am größten. Ab Durchdringungen von 60% PV steigt der Einfluss der PV-Einspeisespitzen, sodass die maximale Auslastung annähernd jenen Wert der Szenarien ohne E-Mobilität (EV-Durchdringung = 0%) entspricht. Durch den Leistungsbedarf der E-Mobilität lässt sich jedoch eine geringfügige Reduktion der maximalen Auslastung feststellen. Diese beträgt, in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens und der EV-Durchdringung beispielsweise für die Leitung LTG1124 bei Durchdringung ab 60% PV, maximal 10%.

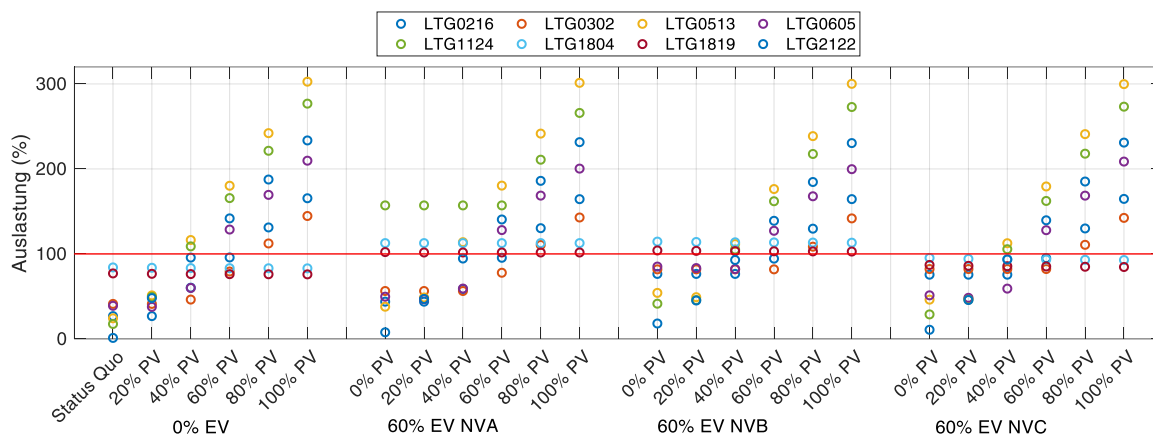


Abbildung 5-27: Maximale Auslastung der acht am meisten belasteten 5-kV Leitungen für ausgewählte Szenarien unterschiedlicher Nutzerverhalten bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

Im Anschluss an den Einfluss auf die maximale Leitungsauslastung wird die Dauer der Überlastungen für die obigen Szenarien (steigende PV-Durchdringung bei einer Durchdringung von 0% bzw. 60% EV) untersucht, siehe Abbildung 5-28. Mit einer Durchdringung bis zu 40% PV werden die Überlastungen der E-Mobilität der Nutzerverhalten A und B durch die PV-Erzeugung reduziert. Dies bedeutet, dass der Leistungsbedarf der Zelle (E-Mobilität und Verbrauch) durch die direkte Nutzung von PV-Potenzialen verringert wird und somit die Nutzung von PV-Potenzialen einen positiven Einfluss auf die Netzauslastung besitzt. Bei höheren PV-Durchdringungen nimmt die Dauer der Überlastung bei Leitungen, welche nur durch die EV-Lastspitzen verursacht werden weiterhin ab (LTG1804), während in anderen Leitungen die negativen Auswirkungen der PV-Einspeisespitzen überwiegen. Daher steigt die Dauer der Überlastung beispielsweise in den Leitungen LTG0513 und LTG1124 annähernd auf jenen Wert der Szenarien ohne E-Mobilität. Obwohl für die einzelnen Zeitschritte betrachtet der Leistungsbedarf der E-Mobilität durch die

Nutzung des PV-Potenzials reduziert wird, nimmt die Dauer der Überlastung aufgrund der Dominanz der PV-Einspeisespitzen und der dadurch verursachten Überlastungen in Summe zu.

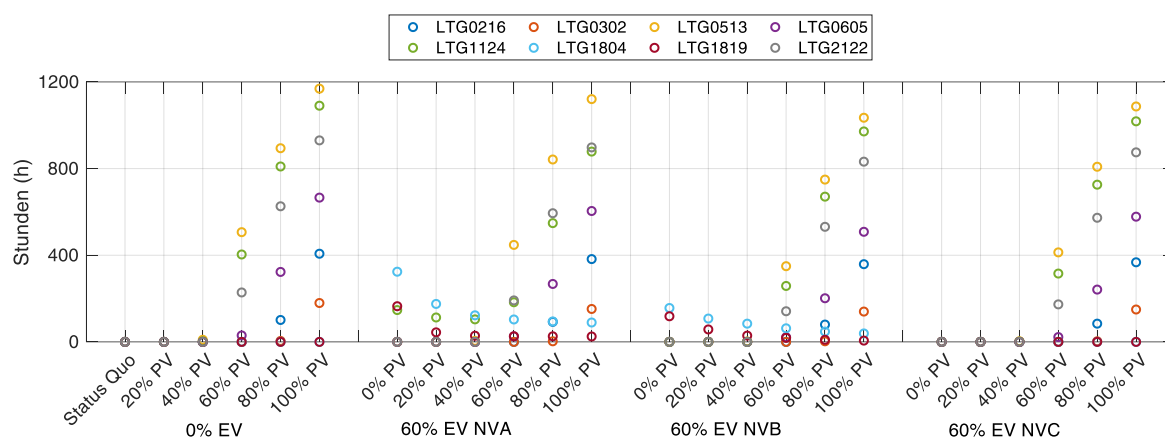


Abbildung 5-28: Dauer der Überlastung der acht am meisten belasteten 5-kV Leitungen für ausgewählte Szenarien unterschiedlicher Nutzerverhalten bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

Die Betrachtung einer konstanten PV-Durchdringung, bei steigender EV-Durchdringung in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens, zeigt Analogien zu der Betrachtung einer konstanten EV-Durchdringung bei steigender PV-Durchdringung auf. Dies bedeutet, dass eine Netzentlastung (Reduktion der maximalen Auslastung sowie Dauer der Überlastung) wiederum nur geringfügig erkennbar ist.

Je nach PV- und EV-Durchdringung werden die Leitungsüberlastungen einerseits durch EV-Lastspitzen und andererseits durch PV-Einspeisespitzen verursacht. Zur Visualisierung dieser Kombination aus Überlastungen dient Abbildung 5-29, welche die Auslastung der Leitung LTG1124 für eine Durchdringung von 60% PV und 60% EV für das Nutzerverhalten A, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, darstellt. Während durch die E-Mobilität über das gesamte Jahr hin vorwiegend an Samstagen Überlastungen hervorgerufen werden, führt die Nutzung des PV-Potenzials zwischen Anfang April und Ende September zu zusätzlichen Leitungsüberlastungen. Wird beispielsweise der Zeitraum zwischen Jänner und März betrachtet, lässt sich erkennen, dass die Überlastungen, verursacht durch den Leistungsbedarf der E-Mobilität, in regelmäßigen Abständen auftreten. Hierbei handelt es sich wie bereits erwähnt jeweils um einen Samstag. Dies ist auf das Nutzerverhalten A und der dortigen Dominanz der Nutzergruppen „Einkauf“ und „Erledigung“ zurückzuführen, da an Samstagen die Anzahl der Wege in diesen Nutzergruppen basierend auf den empirischen Faktoren stark zunehmen und somit der Leistungsbedarf der E-Mobilität steigt.

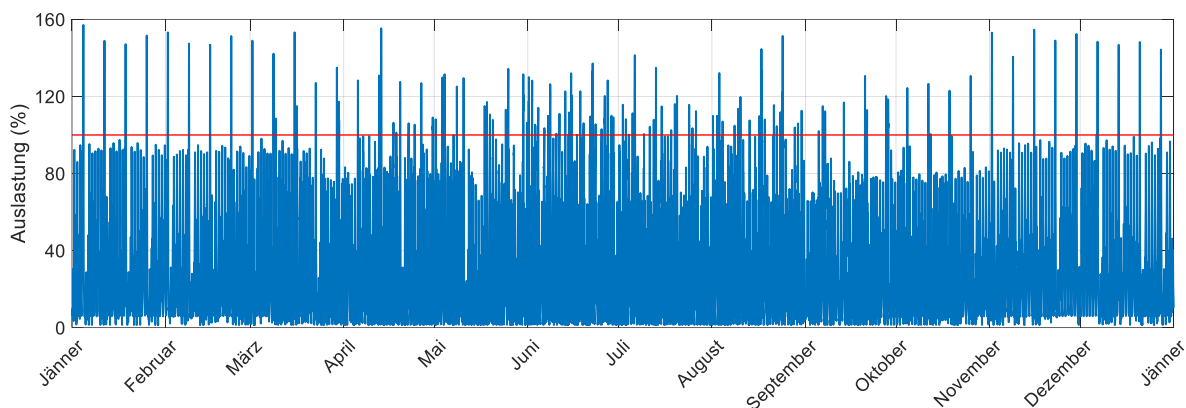


Abbildung 5-29: Auslastung der Leitung LTG1124 für eine Durchdringung von 60% PV und 60% EV für NVA 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

Für die Detailbetrachtung der Synergieeffekte zwischen der E-Mobilität und der Nutzung des PV-Potentials wird folgend die Auslastung ausgewählter Leitungen in Abhängigkeit der Nutzerverhalten und Ladeleistung analysiert. Hierzu werden zu Demonstrationszwecken vier Leitungen ausgewählt, welche in Abhängigkeit der vier Kategorien (PV, NVA, NVB und NVC) jeweils als erstes überlastet sind. Für den Fall, dass mehr als eine Leitung gleichzeitig bei einer bestimmten Durchdringung zum ersten Mal überlastet ist, wird jene Leitung herangezogen, die unter Berücksichtigung aller Ladeleistungen die längste Überlasterungsdauer aufweist. Somit wird für die Kategorie PV die Leitung LTG0513, für NVA die Leitung LTG1124, für NVB die Leitung LTG1804 und für NVC die Leitung LTG0216 ausgewählt. Die Dauer der Überlastungen sind für unterschiedliche Szenarien in Tabelle 5-4 und Tabelle 5-5 dargestellt. Die Auswahl der Szenarien (konstante PV-Durchdringung bei steigender EV-Durchdringung und umgekehrt) wird in Abhängigkeit der zugeordneten Kategorie gewählt. Des Weiteren findet eine Gegenüberstellung der Dauer der Überlastungen für die unterschiedlichen Ladeleistungen (3,7 kW, 11 kW, 22 kW und 44 kW) statt.

Unabhängig vom Nutzerverhalten nimmt für die Leitung LTG0513 die Überlasterungsdauer bei einer Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung ab. Die Reduktion der Überlasterungsdauer wird zudem über einen Ausschnitt der geordneten Jahresdauerlinie (0 bis 2.000 Stunden) für die Szenarien des Nutzerverhaltens B, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, anhand von Abbildung 5-30 veranschaulicht. Die zugehörigen Werte der Dauer der Überlastung sind in der Tabelle 5-4 grau hinterlegt. Wie in Tabelle 5-4 zu sehen, nimmt je nach EV-Durchdringung die Dauer der Überlastungen mit steigender Ladeleistung zu bzw. ab. Mit zunehmender Ladeleistung steigt der Leistungsbedarf in einem Zeitschritt an, während er in einem anderen aufgrund der verkürzten Ladedauer abnimmt. Dies führt einerseits dazu, dass die PV-Einspeisespitze durch einen steigenden Leistungsbedarf reduziert werden kann und für diesen Zeitschritt keine Überlastung mehr vorhanden ist. Andererseits wird zu einem anderen Zeitpunkt, durch den geringeren Leistungsbedarf der E-Mobilität bei höherer Ladeleistung, die

PV-Einspeisespitze im Vergleich zur geringeren Ladeleistung desselben Zeitpunktes weniger reduziert, sodass die Überlastung nicht vermieden werden kann. Für das Nutzerverhalten B ist noch ein weiterer Effekt für die steigende Überlastungsdauer verantwortlich. Obwohl die Betrachtung jener Zeitschritte, bei denen die PV-Einspeisespitzen zu Überlastungen führen auch ab Durchdringungen von 80% EV bei 44 kW Ladeleistung bzw. ab Durchdringungen von 100% EV bei 22 kW weiter reduziert werden können, wird die Leitung LTG0513 zusätzlich durch den Leistungsbedarf der E-Mobilität überlastet. Unabhängig von diesen Effekten und der Tatsache, dass die vollständige Vermeidung von Überlastungen für die Leitung LTG0513 für die hier präsentierten Szenarien nicht möglich ist, kann die Überlastungsdauer der Durchdringung von 60% PV von 506,5 Stunden für jede EV-Durchdringung, jedes Nutzerverhalten sowie jede Ladeleistung reduziert werden. Die höchste Reduktion von 506,5 auf 258,5 Stunden wird für das Nutzerverhalten B, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, erreicht, siehe Abbildung 5-30.

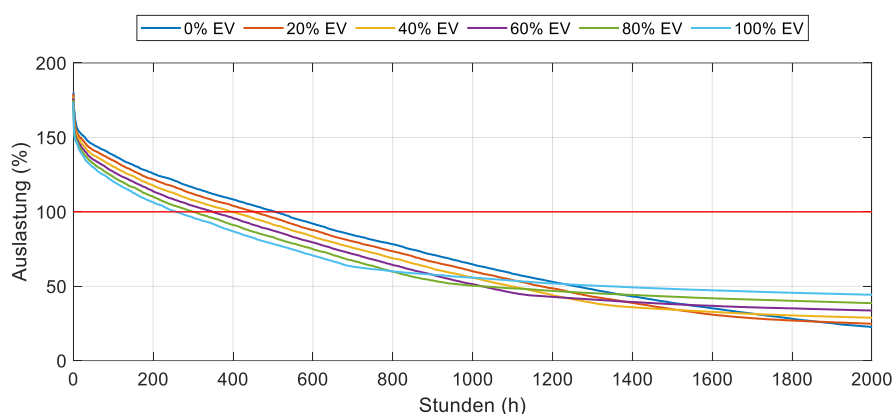


Abbildung 5-30: Geordnete Jahresdauerlinie für einen Zeitraum von 0 bis 2000 Stunden der Auslastung der Leitung LTG0513 für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

Wie in Tabelle 5-4 zu sehen, verursacht bei einer Durchdringung von 60% EV lediglich das Nutzerverhalten A Überlastungen in der Leitung LTG1124. Während die Dauer der Überlastungen mit steigender PV-Durchdringung bis zu einer Durchdringung von 40% abnimmt, steigt diese bei höheren Durchdringungen aufgrund der PV-Einspeisespitzen wiederum an. Zudem führen die PV-Einspeisespitzen in den Nutzerverhalten B und C ab einer Durchdringung von 40% PV zu Überlastungen. Die Reduktion sowie der anschließende Anstieg der Dauer der Überlastungen mit steigender PV-Durchdringung sind für den Ausschnitt der geordneten Jahresdauerlinie (0 bis 2000 Stunden) für das Nutzerverhalten A, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, in Abbildung 5-31 dargestellt. Die zugehörigen Werte der Dauer der Überlastung sind in der Tabelle 5-4 für die Leitung LTG1124 grau hinterlegt. Wie in Abbildung 5-31 zu sehen, nimmt ab Durchdringung von 80% PV nicht nur die Dauer der Überlastung sondern auch die Auslastung der Leitung erheblich zu. Die maximale

Überladungsdauer der Leitung LTG1124 beträgt bei einer PV-Durchdringung von 100 % ohne E-Mobilität (EV-Durchdringung = 0%) 1090,25 Stunden. Wie anhand der Tabelle 5-4 zu sehen, kann dieses Maximum durch den Leistungsbedarf der E-Mobilität für jedes Nutzerverhalten reduziert werden und beträgt bei einem Verhältnis von 60% EV zu 100% PV 878,50 Stunden (NVA und Ladeleistung = 3,7 kW). Die Überladung, verursacht durch die E-Mobilität, wird durch eine Durchdringung von 60% PV wiederum von 147,00 Stunden auf 104,00 Stunden reduziert.

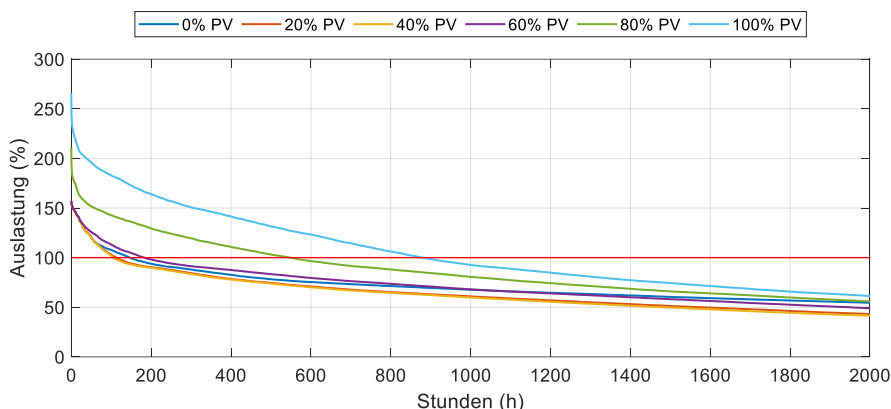


Abbildung 5-31: Geordnete Jahresdauerlinie für einen Zeitraum von 0 bis 2000 Stunden der Auslastung der Leitung LTG1124 für eine Durchdringung von 60% EV bei steigender PV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

Wie anhand von Tabelle 5-5 zu sehen, ist die Leitung LTG1804 nur in den Nutzerverhalten A und B überlastet. Zudem werden in dieser Leitung durch die PV-Einspeisespitzen keine Überlastungen hervorgerufen, siehe Tabelle 5-3. Daher nimmt die Dauer der Überlastungen mit steigender PV-Durchdringung ab. Weiters zeigt die Erhöhung der Ladeleistung teilweise einen positiven Effekt auf die Dauer der Überlastungen. Die Leitung LTG0216 wird wiederum nur für die Nutzerverhalten B und C überlastet, wobei diese wiederum bei allen Nutzerverhalten zusätzlich durch die PV-Einspeisespitzen, ab Durchdringungen von 80% PV, überlastet wird. Bei Durchdringungen bis 60% PV wird entsprechend Tabelle 5-5 lediglich eine geringfügige Reduktion (~10 Stunden) der Überladungsdauer aufgezeigt. Da Analogien zwischen der Leitung LTG1804 und LTG0513 bzw. LTG1124 und LTG0216 existieren, befinden sich die geordneten Jahresdauerlinien für die gesamte Simulationsdauer von einem Jahr für diese Leitungen lediglich im Anhang (Abbildung 9-9).

Die Untersuchung der Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung des PV-Potenzials zeigt, dass das richtige Verhältnis zwischen PV- und EV-Durchdringung ausschlaggebend ist. Während ausgehend von einer Durchdringung von 60% EV eine Nutzung des PV-Potenzials von 100% PV zur Reduktion der Dauer der Überlastungen für die LTG1804 führt, ruft diese PV-Durchdringung in der LTG1124 weitere Überlastungen hervor. Das bedeutet, dass während sich eine bestimmte PV- oder EV-Durchdringung positiv auf einen Teil

des Netzes auswirken kann, besitzt dieselbe Durchdringung einen negativen Effekt und führt zu Überlastungen in anderen Bereichen des Netzes. Daher sollte auf eine konstante Durchdringung über alle Zellen der EV- und PV-Durchdringung abgesehen werden und das ideale Verhältnis zwischen Leistungsbedarf der E-Mobilität und PV-Erzeugung auf Zellenebene ermittelt werden. Zudem kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass eine Aufteilung der Integration der PV-Potenziale und Ladestationen in die 30 kV- und 5 kV-Spannungsebene zur weiteren Vermeidung von Überlastungen auf den 5 kV-Leitungen führt. Problematisch bei dieser Vorgehensweise ist jedoch die Tatsache, dass nicht alle Zellen über eine 30 kV-Spannungsebene verfügen.

Tabelle 5-4: Dauer der Überlastung ausgewählter Szenarien für die Leitungen LTG0513 und LTG1124 bei Ladestrategie 1

	Durchdringung (%)		Dauer der Überlastung (h)											
			NVA				NVB				NVC			
			PV	EV	3,7 kW	11 kW	22 kW	44 kW	3,7 kW	11 kW	22 kW	44 kW	3,7 kW	11 kW
LTG0513	60	0	506,50	506,50	506,50	506,50	506,50	506,50	506,50	506,50	506,50	506,50	506,50	506,50
	60	20	487,50	488,50	488,00	487,25	454,00	450,50	455,00	453,25	474,50	473,00	475,50	474,00
	60	40	467,75	467,75	467,25	466,25	396,75	392,00	390,00	391,75	441,75	439,25	440,50	438,75
	60	60	447,75	446,00	448,50	449,25	349,50	346,25	339,00	340,50	413,25	403,75	396,75	501,00
	60	80	431,00	427,75	425,75	424,25	300,75	294,75	307,25	363,50	383,50	369,50	364,00	360,25
	60	100	410,00	404,25	400,75	401,00	258,50	260,75	407,75	577,50	350,25	341,50	338,25	334,50
LTG1124	0	60	147,00	212,75	255,00	273,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20	60	112,75	171,25	214,75	232,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	40	60	104,00	159,50	199,75	216,50	0,50	1,00	1,75	2,00	1,00	1,25	1,75	2,00
	60	60	183,00	247,25	292,25	312,25	258,25	294,25	321,25	332,75	315,50	334,25	351,25	399,50
	80	60	548,25	584,50	623,00	638,00	670,50	680,00	697,75	711,75	725,75	726,50	734,50	740,75
	100	60	878,50	914,00	945,25	960,75	971,50	972,50	978,50	989,00	1018,25	1015,75	1019,25	1024,75

Tabelle 5-5: Dauer der Überlastung ausgewählter Szenarien für die Leitungen LTG1804 und LTG0216 bei Ladestrategie 1

	Durchdringung (%)		Dauer der Überlastung (h)											
			NVA				NVB				NVC			
			PV	EV	3,7 kW	11 kW	22 kW	44 kW	3,7 kW	11 kW	22 kW	44 kW	3,7 kW	11 kW
LTG1804	0	60	324,00	470,00	477,00	493,25	156,50	154,75	131,50	88,75	0,00	0,00	0,00	0,00
	20	60	175,25	340,00	356,75	373,75	107,75	132,25	105,75	66,50	0,00	0,00	0,00	0,00
	40	60	122,75	282,75	301,00	320,75	84,25	106,00	84,25	50,75	0,00	0,00	0,00	0,00
	60	60	103,50	251,25	267,50	289,25	62,75	92,50	68,25	42,50	0,00	0,00	0,00	0,00
	80	60	94,25	232,00	249,50	268,50	47,50	79,00	54,75	33,50	0,00	0,00	0,00	0,00
	100	60	89,50	219,25	234,75	254,00	39,00	67,00	46,50	28,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LTG0216	0	100	0,00	0,00	0,00	0,00	36,50	75,50	86,75	92,75	35,00	77,75	91,50	93,50
	20	100	0,00	0,00	0,00	0,00	36,50	75,00	83,25	90,25	35,00	76,25	87,25	90,25
	40	100	0,00	0,00	0,00	0,00	36,50	73,75	82,25	86,75	35,00	75,00	84,25	86,00
	60	100	0,00	0,00	0,00	0,00	36,50	73,25	81,75	84,00	35,00	74,50	81,00	82,25
	80	100	81,75	82,00	81,75	80,50	101,25	149,25	157,25	161,00	107,50	146,50	151,50	149,25
	100	100	361,25	360,00	359,50	359,50	363,75	410,00	426,00	430,00	376,25	403,75	406,00	402,25

5.3.2 Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators

Die Ermittlung der maximalen Auslastung sowie der Dauer der Überlastung für den 110 kV/30 kV-Transformator erfolgt simultan zur Auswertung der Auslastung der Leitungen, wie bereits in Kapitel 5.3.1 beschrieben.

Analyse steigender E-Mobilität hinsichtlich Netzbelastung

Die Abbildung 5-32 bzw. Abbildung 5-33 zeigen jeweils die maximale Auslastung bzw. die Dauer der Überlastung gerundet auf ganze Zahlen für den 110 kV/30 kV-Transformator in Abhängigkeit des Szenarios (Variation EV- und PV-Durchdringung sowie Ladeleistung) für die Ladestrategie 1. Wie anhand dieser Abbildungen zu sehen, treten erste Überlastungen ab Durchdringung von 60% PV und 60% EV für das Nutzerverhalten A und einer Ladeleistung von 44 kW auf. Beim Nutzerverhalten B ist der 110 kV/30 kV-Transformator erstmals ab einer Durchdringung von 80% EV und einer Ladeleistung von 44 kW überlastet, während die E-Mobilität für das Nutzerverhalten C keine Überlastung im Transformator hervorruft. Für die Nutzerverhalten A und B nimmt mit steigender EV-Durchdringung sowie Ladeleistung ohne Berücksichtigung der Nutzung des PV-Potenzials (PV-Durchdringung = 0%) die maximale Auslastung sowie die Dauer der Überlastung des 110 kV/30 kV-Transformators zu. Zudem nimmt mit steigender PV-Durchdringung und ohne Berücksichtigung der E-Mobilität (EV-Durchdringung = 0%) die Netzbelastung zu, weshalb die maximale Auslastung für den 110 kV/30 kV-Transformator sowie die Dauer der Überlastung erhöht wird. Während die Analysen der Leitungen zeigen, dass das PV-Potential unabhängig vom Nutzerverhalten kritischer zu bewerten ist als die E-Mobilität, trifft dies für den 110 kV/30 kV-Transformators lediglich auf das Nutzerverhalten B und C zu. Für das Nutzerverhalten A ist ab einer Ladeleistung von 11 kW die E-Mobilität anstelle der Nutzung des PV-Potenzial als kritischer Parameter zu betrachten. Die höhere Dauer der Überlastung des Nutzerverhaltens A im Vergleich zum Nutzerverhalten B (PV-Durchdringung = 0%), ist auf die hohe Dominanz der Nutzergruppen „Erledigung“ und „Einkauf“ zurückzuführen. Wie bereits erwähnt, führen diese Nutzergruppen zu hohen Spitzen des Leistungsbedarfs der E-Mobilität in den Abendstunden.

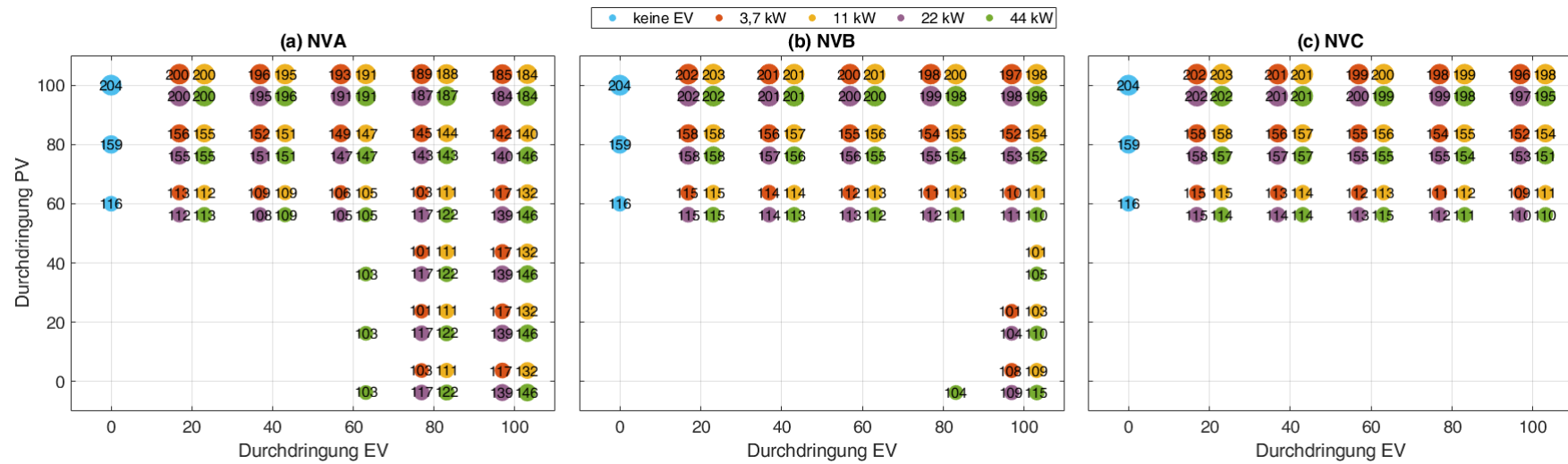


Abbildung 5-32: Maximale Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators in Abhängigkeit der Szenarien für Ladestrategie 1 (a) NVA (b) NVB (c) NVC

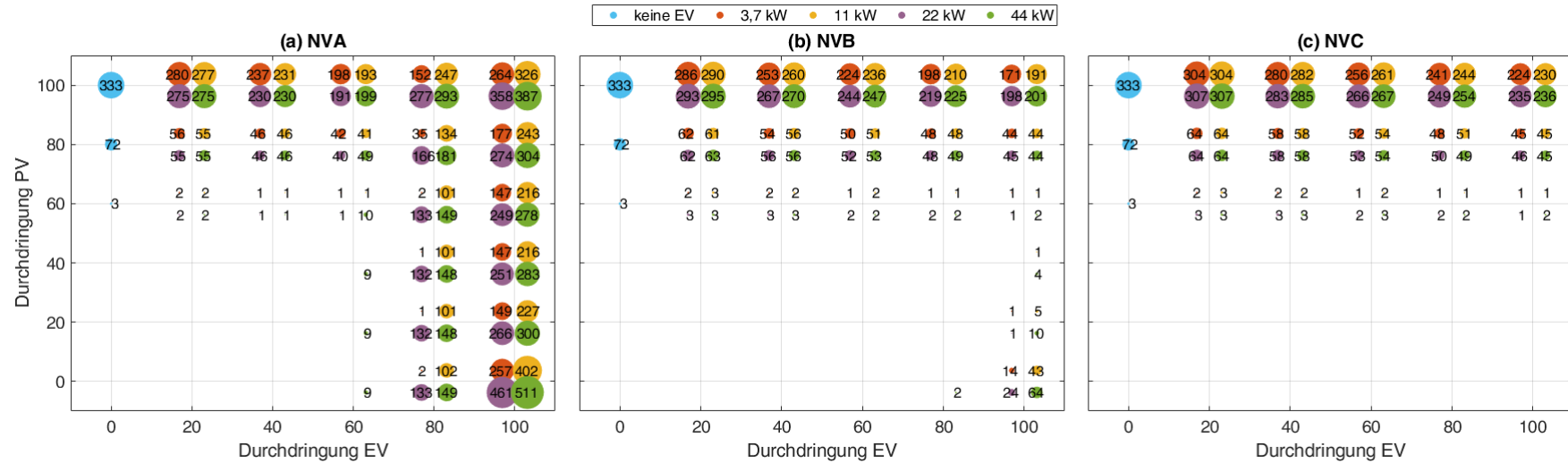


Abbildung 5-33: Dauer der Überlastung des 110 kV/30 kV-Transformators in Abhängigkeit der Szenarien für Ladestrategie 1 (a) NVA (b) NVB (c) NVC

Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen

Während bei der Analyse der Auslastungen der Leitungen aufgezeigt wird, dass die Ladeleistung in Abhängigkeit des Verhältnisses zwischen EV- und PV-Durchdringung einen positiven wie negativen Effekt auf die Auslastung und somit auf die Dauer der Überlastung besitzt (Tabelle 5-4 und Tabelle 5-5), wird anhand der Abbildung 5-33 deutlich, dass bei konstanter PV- und EV-Durchdringung und steigender Ladeleistung die Dauer der Überlastung unabhängig vom Nutzerverhalten zunimmt. Somit überwiegt aus Sicht des 110 kV/30 kV-Transformators der negative Effekt, des Anstiegs des Leistungsbedarfs der E-Mobilität mit steigender Ladeleistung.

Ausgehend von einer konstanten PV-Durchdringung kann bei steigender EV-Durchdringung die maximale Auslastung sowie die Dauer der Überlastungen des 110 kV/30 kV-Transformators für das Nutzerverhalten B und C reduziert werden. Überschreitungen der Belastungsgrenze, verursacht durch die PV-Erzeugung, können beim Nutzerverhalten A bis zu Durchdringungen von 60% EV reduziert werden. Ab Durchdringungen von 80% EV (NVA) führen in Abhängigkeit der PV-Durchdringung bzw. der Ladeleistungen die PV-Erzeugungsspitzen sowie die EV-Lastspitzen zu Überlastungen, weshalb die Dauer der Überlastungen im Vergleich zu jener bei einer Durchdringung von 60% EV wieder steigt. Die Überlastungen, verursacht durch die E-Mobilität, können beim Nutzerverhalten A ab Durchdringungen von 80% EV, bei einer steigenden PV-Durchdringungen bis zu Durchdringungen von 60% PV, reduziert werden. Eine vollständige Vermeidung von Überlastungen des 110 kV/30 kV-Transformators ist lediglich beim Nutzerverhalten B für jene Überlastungen möglich, die durch die E-Mobilität verursacht werden. Die Überlastung von 1,5 Stunden und einer maximalen Auslastung von 103,53%, bei einer Durchdringung von 80% EV, kann durch die Erhöhung der PV-Durchdringung von 0% auf 20% bzw. 40% vollständig vermieden werden. Des Weiteren wird die Überlastung des 110 kV/30 kV-Transformators, bei einer Durchdringung von 100% EV und einer Ladeleistung von 3,7 kW sowie 11 kW, durch die Erhöhung der PV-Durchdringung von 0% auf 40% vermieden.

Wie bereits anhand von vier 5 kV-Leitungen diskutiert, erfolgt für den 110 kV/30 kV-Transformator ebenfalls eine Detailbetrachtung der Synergieeffekte zwischen der E-Mobilität und der Nutzung des PV-Potentials anhand der geordneten Jahresdauerlinie ausgewählter Szenarien. Obwohl die ersten Überlastungen bereits bei einer Durchdringung von 60% PV und ohne Berücksichtigung der E-Mobilität auftreten, wird zu Demonstrationszwecken wiederum die nächsthöhere Durchdringung gewählt um den Einfluss steigender E-Mobilität auf die Dauer der Überlastungen des 110 kV/30 kV-Transformators, welche durch das PV-Potenzial verursacht werden, zu analysieren. Hierzu zeigt

Abbildung 5-34, bei einer Durchdringung von 80% PV und steigender EV-Durchdringung für das Nutzerverhalten B bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, die geordnete Jahresdauerlinie der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für den Zeitraum 0 bis 1.000 Stunden. Wie in Abbildung 5-34 zu erkennen, nimmt mit steigender Durchdringung die Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators bis zu einer Durchdringung von 80% EV ab. Bei einer Durchdringung von 100% EV führt der Leistungsbedarf der E-Mobilität jedoch zu einer Erhöhung der Auslastung. Dieser Effekt tritt erst bei Auslastungen unter 100% auf, weshalb die Dauer der Überlastung auch für eine Durchdringung von 100% EV für das Nutzerverhalten B reduziert werden kann.

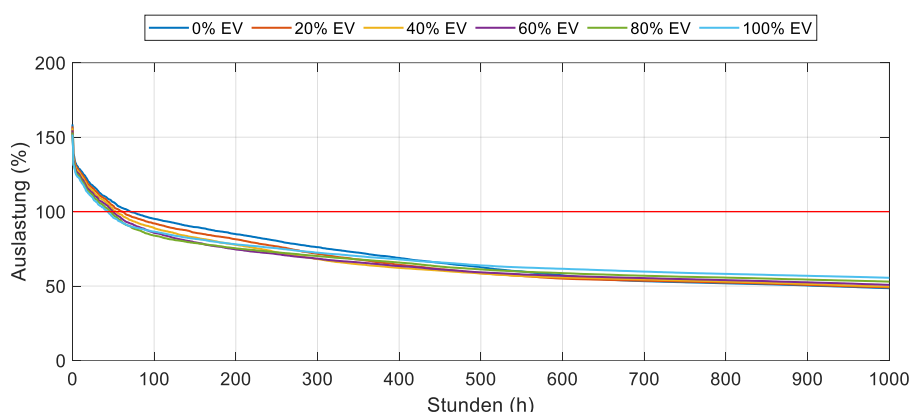


Abbildung 5-34: Geordnete Jahresdauerlinie für einen Zeitraum von 0 bis 1000 Stunden der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 80% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

Da die Dauer der Überlastung beim Nutzerverhalten A, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, bei einer Durchdringung von 80% EV mit 2,00 Stunden kaum nennenswert ist, wird zu Demonstrationszwecken eine Durchdringung von 100% EV gewählt. Wie in Abbildung 5-35 für den Ausschnitt der geordneten Jahresdauerlinie (0 bis 1.000 Stunden) der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators bei steigender PV-Durchdringung zu sehen, nimmt die Auslastung der Leitung sowie die Dauer der Überlastung von 0% PV auf 20% PV ab. Bis zu einer Durchdringung von 60% bleibt die Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für den dargestellten Ausschnitt annähernd konstant, weshalb auch die Dauer der Überlastung kaum reduziert wird. Steigt die PV-Durchdringung weiterhin an, nimmt die Auslastung des Transformators und somit die Dauer der Überlastung wiederum zu.

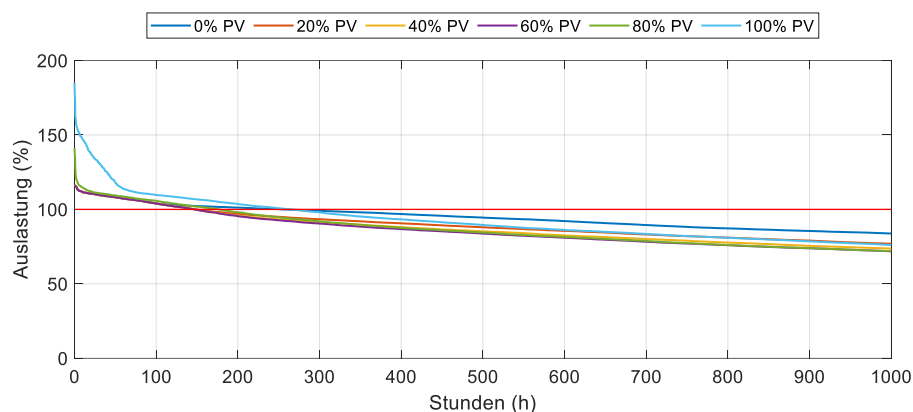


Abbildung 5-35: Geordnete Jahresdauerlinie für einen Zeitraum von 0 bis 1000 Stunden der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 100% EV bei steigender PV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

Die Untersuchung der Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung des PV-Potenzials anhand der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators zeigt, wie bereits anhand der Leitungen demonstriert, dass durch das richtige Verhältnis zwischen PV- und EV-Durchdringung die Auslastung des Transformators reduziert werden kann. Hierdurch wird wiederum die Vermeidung von Überlastungen des 110 kV/30 kV-Transformators ermöglicht.

5.3.3 Identifikation der Worst-Case Wochen und Tage

Zur Identifikation der Worst-Case Wochen und Tage wird das zeitliche Auftreten der maximalen Auslastungen für die Leitungen sowie den 110 kV/30 kV-Transformator näher betrachtet.

Abbildung 5-36 zeigt den Zeitpunkt des Auftretens (Monat) der einmalig auftretenden maximalen Auslastung der acht am meisten belasteten 5 kV-Leitungen für alle Szenarien (Variation EV- und PV-Durchdringung, Ladeleistung sowie für alle Nutzerverhalten). Während die maximalen Auslastungen in den Monaten Jänner bis März, sowie November und Dezember hauptsächlich den EV-Lastspitzen zuzuordnen sind, werden die maximalen Leitungsauslastungen im April, Juni und August vorwiegend durch PV-Einspeisespitzen verursacht.



Abbildung 5-36: Zeitliches Auftreten (Monat) der maximalen Auslastung der acht am meisten belasteten 5-kV Leitungen je Szenario für Ladestrategie 1

Für das zeitliche Auftreten (Monat) der einmalig auftretenden maximalen Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators, wie in Abbildung 5-37 für alle Szenarien (Variation EV- und PV-Durchdringung, Ladeleistung sowie für alle Nutzerverhalten) dargestellt, erfolgt die Unterscheidung entsprechend der vier Kategorien (PV, NVA, NVB und NVC). Auch für den 110 kV/30 kV-Transformator gilt, wie bereits für die 5 kV-Leitungen erwähnt, die maximalen Auslastungen in den Wintermonaten werden hauptsächlich durch die E-Mobilität verursacht, während die maximalen Auslastungen im April und August vorwiegend auf die PV-Einspeisespitzen zurückzuführen sind. Da die maximalen Auslastungen der Kategorie PV (6 Szenarien) in der Abbildung 5-37 von jenen der Kategorien NVA und NVC überlagert werden, sei angemerkt, dass die maximale Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformator sowohl im November bzw. Dezember, als auch im April und August auftreten.

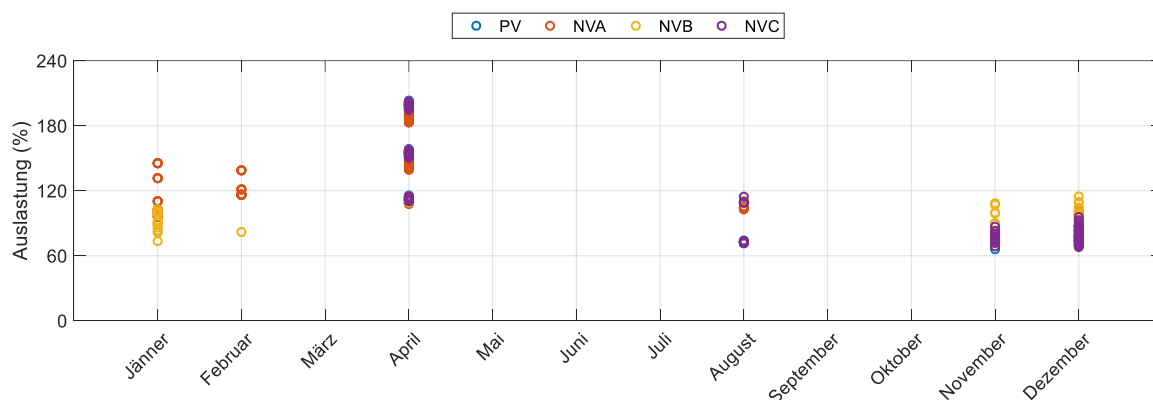


Abbildung 5-37: Zeitliches Auftreten (Monat) der maximalen Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators in Abhängigkeit der vier Kategorien (PV, NVA, NVB, NVC) je Szenario für Ladestrategie 1

Neben der Betrachtung der einmalig auftretenden maximalen Auslastungen, wird zudem die Dauer der Überlastung betrachtet. Hierzu wird anhand der Szenarien, welche ausschließlich die Nutzung der PV-Potentiale oder die E-Mobilität berücksichtigen, ermittelt, in welchem Monat welches Betriebsmittel wie lange überlastet ist.

Die Auswertung der Dauer der Überlastung je Monat und 5 kV-Leitung zeigt, dass in Abhängigkeit des Szenarios die Überlastungen ganzjährig von PV-Einspeisespitzen oder EV-Lastspitzen (unabhängig vom Nutzerverhalten) verursacht werden können. Mit steigender Durchdringung nimmt einerseits wie bereits erwähnt, die Überlastungsdauer zu, andererseits jedoch auch die Anzahl der betroffenen Monate. Während PV-Einspeisespitzen in den Sommermonaten im Vergleich zum Winter zu höheren Überlastungen und längeren Überlastungsdauern führen, verhält sich dies für den Leistungsbedarf der E-Mobilität genau umgekehrt.

Die Analyse der Dauer der Überlastung in Abhängigkeit des Monats wird in Tabelle 5-6 für den 110 kV/30 kV-Transformator für die vier Kategorien dargestellt (PV, NVA, NVB und NVC), wobei für die Kategorie PV das Szenario mit einer Durchdringung von 100% PV bzw. für die Kategorien NVA, NVB und NVC jeweils das Szenario einer Durchdringung von 100% EV sowie einer Ladeleistung von 3,7 kW bzw. 44 kW ausgewählt wird. Für den 110 kV/30 kV-Transformator entstehen in den Sommermonaten (Juni bis August) Überlastungen lediglich durch die PV-Einspeisespitzen. Während in den Wintermonaten (Jänner, Februar, November und Dezember) sowohl die E-Mobilität sowie auch die PV-Einspeisespitzen (Überlastungsdauer < 2 Stunden) zu Überlastungen führen.

Neben dem zeitlichen Auftreten der maximalen Auslastung, der Dauer der Überlastung je Monat wird abschließend die Anzahl der überlasteten 5 kV-Leitungen zur endgültigen Identifizierung der Worst-Case Wochen herangezogen. Auf Grundlage dieser Vorgehensweise werden neun kritische Wochen identifiziert. Abschließend erfolgt die Ermittlung des Worst-Case Tages je identifizierter Woche. Anhand dieser Wochen und Tage sollen, im weiteren Verlauf der hier vorgestellten Case-Study, Szenarien mit unterschiedlichen Ladestrategien verglichen werden. Beim Vergleich der Worst-Case Tage muss darauf geachtet werden um welchen Wochentag es sich handelt, da die Anzahl der Wege und somit der Leistungsbedarf der E-Mobilität vom Wochentag (Werktag, Samstag, Sonntag) abhängig sind.

Tabelle 5-6: Dauer der Überlastung des 110 kV/30 kV-Transformators je Monat für die unterschiedlichen Kategorien jeweils bei einer Durchdringung von 100% PV und 0% EV bzw. einer Durchdringung von 0% PV und 100% EV für eine Ladeleistung von 3,7 kW und 44 kW bei Ladestrategie 1

Monat	PV ⁽¹⁾	Dauer der Überlastung (h)					
		3,7 kW NVA ⁽²⁾	44 kW NVA ⁽²⁾	3,7 kW NVB ⁽²⁾	44 kW NVB ⁽²⁾	3,7 kW NVC ⁽²⁾	44 kW NVC ⁽²⁾
Jänner	0,00	86,50	138,25	8,75	18,5	0,00	0,00
Februar	0,25	62,00	112,50	2,25	15,5	0,00	0,00
März	26,50	30,75	66,50	0,00	7,50	0,00	0,00
April	32,00	0,00	4,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mai	60,00	0,00	2,25	0,00	0,00	0,00	0,00
Juni	83,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Juli	48,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
August	51,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
September	19,75	0,00	4,25	0,00	1,00	0,00	0,00
Oktober	10,75	0,00	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00
November	1,00	22,25	57,75	0,25	5,50	0,00	0,00
Dezember	0,00	54,75	109,00	2,50	15,25	0,00	0,00
Summe	332,75	256,25	510,50	13,75	63,25	0,00	0,00

(1) ... PV-Durchdringung = 100%, EV-Durchdringung = 0%

(2) ... EV-Durchdringung = 100%, PV-Durchdringung = 0%

Die neun identifizierten Worst-Case Wochen und deren zugehörigen Worst-Case Tage sind in Tabelle 5-7 dargestellt. Zusätzlich kann Tabelle 5-7 entnommen werden, in welcher Woche der 110 kV/30 kV-Transformator in Abhängigkeit der Kategorie (PV, NVA, NVB und NVC) überlastet wird. Zudem ist die Anzahl der überlasteten Leitungen je Kategorie und Worst-Case Woche ausgewiesen. Zur Zuordnung der Kategorie bezieht sich die Kategorie PV auf das Szenario mit einer Durchdringung von 100% PV und die Kategorien NVA, NVB und NVC jeweils auf das Szenario einer Durchdringung von 100% EV sowie einer Ladeleistung von 3,7 kW bei Ladestrategie 1.

Tabelle 5-7: Übersicht der Worst-Case Wochen und des zugehörigen Tages für das Simulationsjahr 2014

Woche	Tag	110 kV/30 kV- Transformator ⁽³⁾	Anzahl überlasteten Leitungen ⁽³⁾			
			PV ⁽¹⁾	NVA ⁽²⁾	NVB ⁽²⁾	NVC ⁽²⁾
06.01. – 12.01.	11.01.	NVA, NVB	8	4	5	4
20.01. – 26.01.	25.01.	NVA, NVB	4	4	5	4
27.01. – 02.02.	31.01.	NVA, NVB	4	4	5	4
24.02. – 02.03.	01.03.	PV, NVA	9	4	5	3
07.04. – 13.04.	13.04.	PV	11	4	3	0
02.06. – 08.06.	02.06.	PV	10	4	2	0
09.06. – 15.06.	14.06.	PV	10	4	2	0
03.11. – 09.11.	05.11.	NVA, NVB	8	4	4	3
15.12 – 21.12	20.12.	NVA, NVB	4	4	5	4

(1) ... PV-Durchdringung = 100%, EV-Durchdringung = 0%

(2) ... EV-Durchdringung = 100% und Ladeleistung 3,7 kW, PV-Durchdringung = 0%

(3) ... innerhalb der Worst-Case Woche

5.3.4 Einfluss der Ladestrategie auf die Netzbelastung

Zur Bestimmung des Einflusses der Ladestrategie auf die Netzbelastung werden die Auslastungen der 5 kV-Leitungen und des 110 kV/30 kV-Transformators anhand der identifizierten Worst-Case Wochen und Tage für unterschiedliche Szenarien analysiert. Die zu untersuchenden Szenarien unterscheiden sich ausschließlich durch die angewendete Ladestrategie. Zudem erfolgt ein Vergleich zwischen Sommer und Winter, weshalb für jede 5 kV-Leitung bzw. für den 110 kV/30 kV-Transformator jeweils eine Worst-Case Winterwoche sowie Sommerwoche und der zugehörige Tag betrachtet wird.

Bevor die Bestimmung des Einflusses der Ladestrategie auf die Netzbelastung durchgeführt wird, sollen die wichtigsten Unterschiede der Ladestrategien für ein besseres Verständnis kurz erneut beschrieben werden. Die ausführliche Beschreibung ist Kapitel 4.3.2 zu entnehmen, wobei Tabelle 4-4 eine Übersicht der Ladestrategien gibt. Während die **Ladestrategie 1** (LS1) ungesteuertes Laden betrachtet, berücksichtigen die Ladestrategie 2 und 3 zwei Möglichkeiten für gesteuertes Laden. **Ladestrategie 2** (LS2) simuliert die Möglichkeit mit reduzierter Ladeleistung zu laden, insofern die Aufenthaltsdauer dies ermöglicht. **Ladestrategie 3** (LS3) verfolgt einerseits den Ansatz die Ladevorgänge in die

PV-Einspeisespitze zu verschieben und andererseits eine Lastreduktion durch Aneinanderreihung der Ladevorgänge.

5 kV-Leitungen

Der Einfluss der Ladestrategie wird wiederum anhand jener Leitungen, welche im Rahmen der Analyse der Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen (Kapitel 5.3.1) innerhalb der vier untersuchten Kategorien als erstes überlastet sind, diskutiert. Dementsprechend wird die Leitung LTG0513 für die Kategorie PV, die Leitung LTG1124 für die Kategorie NVA und die Leitung LTG1804 für die Kategorie NVB ausgewählt. Die Kategorie NVC wird im Rahmen dieser Analyse vernachlässigt, da die Leitung LTG0216 der Kategorie NVC im Vergleich zu den Leitungen LTG1124 der Kategorie NVA und LTG1804 der Kategorie NVB nur geringfügig überlastet ist, Tabelle 5-4 und Tabelle 5-5. Zudem wird entsprechend der geringen Dauer der Überlastungen zu demonstrationszwecken wiederum die nächsthöhere Durchdringung, ab welcher erste Überlastungen auftreten, herangezogen. Dies entspricht für die Leitung LT0513 einer konstanten Durchdringung von 60% PV bzw. für die Leitungen LTG1124 und LTG1804 jeweils eine konstante Durchdringung von 60% EV des zugehörigen Nutzerverhaltens.

Anhand der Leitung LTG0513 wird der Einfluss von gesteuertem Laden auf Überlastungen, welche durch die Nutzung von PV-Potenzialen verursacht werden, untersucht. Da die Ladestrategie 3, wie in Kapitel 5.2.2 beschrieben, aufgrund der Dominanz der Nutzergruppen „Erledigung“ und „Einkauf“ im Nutzerverhalten A kaum Einfluss auf den Lastverlauf der synthetischen Ladelastprofile besitzt, wird das Nutzerverhalten B bei einer Durchdringung von 40% EV und einer Ladeleistung von 3,7 kW für die Analyse herangezogen. Da beim Nutzerverhalten B der Leistungsbedarf der E-Mobilität an Werktagen im Vergleich zum Wochenende höher ist, wird ein Werktag als Worst-Case Tag ermittelt. Basierend auf diesen wird anschließend als Worst-Case Sommerwoche der 2. bis 8. Juni und als Worst-Case Winterwoche der 27. Jänner bis 2. Februar ausgewählt. In Abbildung 5-38 ist der Vergleich der Auslastung für die Leitung LTG0513 für die unterschiedliche Ladestrategien basierend auf den beschriebenen Szenarien dargestellt. Wie in Abbildung 5-38 zu erkennen, wird durch die Anwendung von gesteuertem Laden, die Auslastung der Leitung einerseits erhöht und andererseits reduziert. Zudem besitzt die Ladestrategie 3 (Verschiebung Ladevorgänge) für das angeführte Beispiel einen etwas größeren Einfluss auf die Auslastung der Leitung als die Ladestrategie 2 (reduzierte Ladeleistung). Obwohl beide Ladestrategien eine Reduktion der Auslastung der Leitung aufweisen, kann die Dauer der Überlastung durch die Nutzung des PV-Potenzials am 2. Juni nicht reduziert werden.

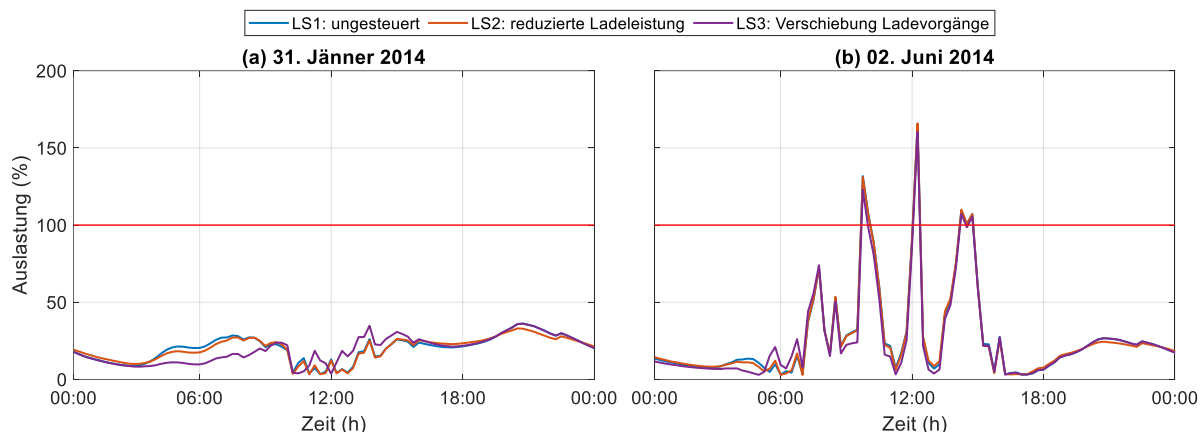


Abbildung 5-38: Auslastung der Leitung LTG0513 für eine Durchdringung von 60% PV und 40% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014

Wie in Abbildung 5-39 anhand des PV-Erzeugungsprofils und den synthetischen Ladelastprofilen für die unterschiedlichen Ladestrategien der Zelle 13 zu sehen, ist die steigende Leitungsauslastung auf jene Zeitpunkte zurückzuführen, an denen nicht ausreichend PV-Potenzial zur Versorgung der E-Mobilität vorhanden ist. Der direkte Vergleich der Differenz zwischen dem synthetischen Ladelastprofil und dem PV-Erzeugungsprofil für die Zelle 13 und der in Abbildung 5-38 dargestellten Auslastung der Leitung ist jedoch nicht möglich. Da die Leitungsauslastung einerseits aus der Summe zwischen dem gesamten Verbrauch (E-Mobilität und bestehender Verbrauch) sowie vom PV-Erzeugungsprofil der Zelle 13 abhängt und andererseits auch die Netto-Leistungsbilanzen der Nachbarzellen aufgrund der Netztopologie einen Einfluss auf die Auslastung der Leitung LTG0513 besitzen. Näheres zur Bedeutung der Netztopologie und den sich einstellenden Lastflüssen, welche für die Auslastung der Leitung LTG0513 relevant sind, wird in Kapitel 5.3.5 beschrieben.

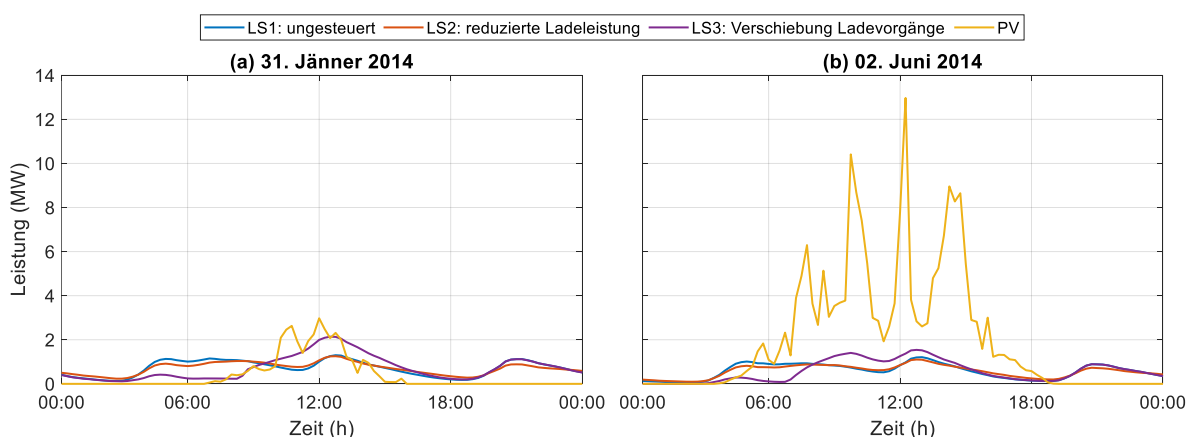


Abbildung 5-39: PV-Erzeugungsprofil (PV-Durchdringung = 60%) und synthetische Ladelastprofile (EV-Durchdringung = 40%) für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien für Zelle 13 (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014

Obwohl von der Differenz der Verläufe aus Abbildung 5-39 nicht direkt auf die in Abbildung 5-38 dargestellten Auslastung der Leitung geschlossen werden kann, zeigt der Vergleich dieser Abbildungen den Einfluss der fluktuierenden Erzeugung auf die Leitungsauslastung. Eine Erhöhung der EV-Durchdringung zeigt für den ausgewählten Worst-Case Sommertag, dem 2. Juni, durch die Anwendung von Ladestrategie 2 und 3 keine nennenswerte Reduktion der Überladungsdauer. Die Höhe der Überlastungen wird jedoch reduziert. Die Betrachtung der gesamten Worst-Case Winterwoche und Worst-Case Sommerwoche anhand der geordneten Dauerlinie der Auslastung der Leitung LTG0513 für eine Durchdringung von 40% EV bzw. 80% EV für die unterschiedlichen Ladestrategien, verdeutlicht den geringen Einfluss der Ladestrategie auf die geordnete Dauerlinie der Auslastung, siehe Abbildung 5-40. Während in der Worst-Case Winterwoche mit zunehmenden Leistungsbedarf der E-Mobilität die Auslastung der Leitung unabhängig von der Ladestrategie steigt, wird in der Worst-Case Sommerwoche für den Zeitraum in dem die PV-Erzeugung vorhanden ist, die Auslastung der Leitung reduziert. Die Erhöhung der EV-Durchdringung von 40% auf 80% für die Ladestrategie 1 sowie die Anwendung von gesteuertem Laden zeigen keinen merklichen Einfluss auf die Dauer der Überlastung.

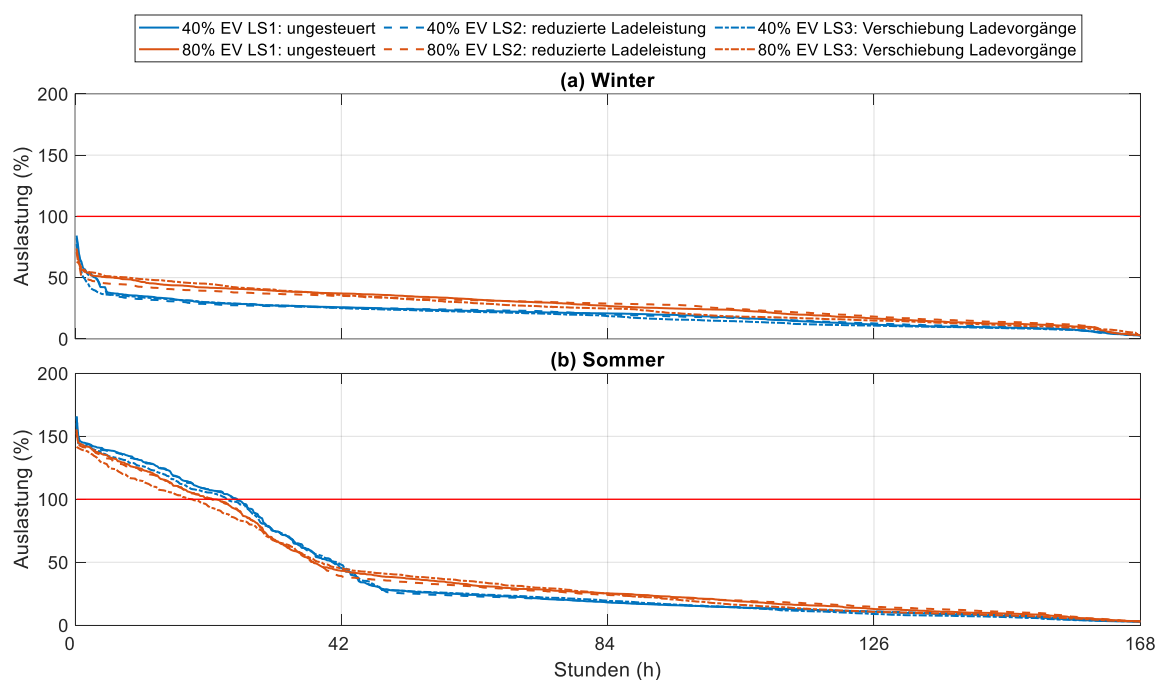


Abbildung 5-40: Geordnete Dauerlinie der Auslastung der Leitung LTG0513 für eine Durchdringung von 60% PV und 40% EV bzw. 80% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien für die ausgewählten Worst-Case Wochen (a) Winter: 27. Jänner bis 2. Februar 2014 (b) Sommer: 2. bis 8. Juni 2014

Des Weiteren wird der Einfluss der Ladestrategie auf Überlastungen, welche durch EV-Lastspitzen verursacht werden, anhand der Leitungen LTG1124 (NVA) und LTG1804 (NVB) untersucht. Im Rahmen der Auswahl des Worst-Case Tages ist immer darauf zu achten, an welchem Wochentag die Überlastung hervorgerufen wird. So ruft beispielsweise das

Nutzerverhalten A vorwiegend an Samstagen Überlastungen hervor, während beim Nutzerverhalten B die Werktage von größerer Bedeutung sind. Daher werden entsprechend Tabelle 5-7 für das Nutzerverhalten A als Worst-Case Sommerwoche der 9. bis 14. Juni und als Worst-Case Winterwoche der 20. bis 26. Jänner festgelegt. Für das Nutzerverhalten B wird, wie bereits im Rahmen der Analyse der LTG0513, als Worst-Case Sommerwoche der 2. bis 8. Juni und als Worst-Case Winterwoche der 27. Jänner bis 2. Februar ausgewählt.

Wie in Abbildung 5-41 für eine Durchdringung von 40% PV und 60% EV, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, für die Leitung LTG1124 dargestellt, wirkt sich die Anwendung von Ladestrategie 2 auf die Höhe der Leitungsüberlastung im Winter sowie im Sommer positiv aus. Dennoch kann keine Reduktion der Überlastungsdauer im Rahmen der Ladestrategie 2 für die ausgewählten Worst-Case Tage erreicht werden. Stattdessen wird die Dauer der Überlastung durch Anwendung der Ladestrategie 2 geringfügig erhöht, da aufgrund der geringeren Ladedauer die Ladevorgänge länger anhalten und somit die Gleichzeitigkeit erhöht wird. Die Anwendung der Ladestrategie 3 verursacht neben einer Erhöhung der Leitungsauslastung, welche vor allem am 25. Jänner zu Mittag auftritt, eine Reduktion der Überlastungsdauer am 25. Jänner sowie am 14. Juni. Da der Leistungsbedarf der E-Mobilität im Sommer geringer ist als jener im Winter, kann die geringere Leitungsauslastung im Sommer auf die Berücksichtigung der Jahreszeiten während der Modellierung der synthetischen Ladelastprofile zurückgeführt werden.

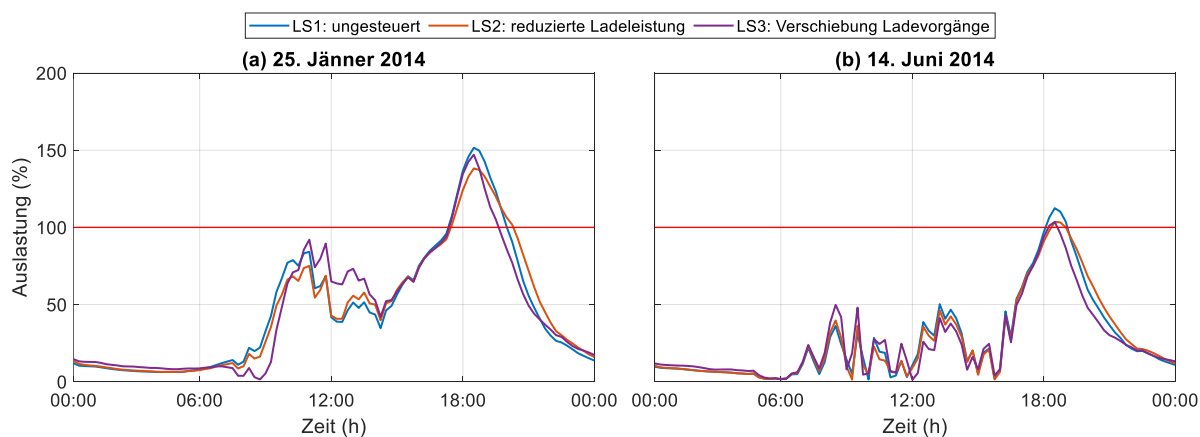


Abbildung 5-41: Auslastung der Leitung LTG1124 für eine Durchdringung von 40% PV und 60% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 25. Jänner 2014 (b) 14. Juni 2014

Eine steigende PV-Durchdringung bei einer Durchdringung von 60% EV führt zur Zunahme der Leitungsüberlastungen aufgrund der hohen PV-Einspeisespitzen im Sommer. Die Auslastung der Leitung LTG1124 nimmt hingegen im Winter geringfügig ab. Die Darstellung der geordneten Dauerlinie der Auslastung der Leitung LTG1124 für eine Durchdringung von 40% PV bzw. 80% PV bei einer Durchdringung von 60% EV für die unterschiedlichen

Ladestrategien für die ausgewählten Worst-Case Wochen ist der im Anhang befindlichen Abbildung 9-10 zu entnehmen.

Wie in Abbildung 5-42 für die Auslastung der Leitung LTG1804 bei einer Durchdringung von 40% PV und 60% EV, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, zu sehen, kann die Erhöhung der Auslastung durch die Anwendung von gesteuertem Laden auch zu Überlastungen führen, wie anhand der Leitungsauslastung für die Ladestrategie 3 am 31. Jänner geteigt wird. Bei einer steigenden PV-Durchdringung kann dieser negative Effekt im Winter reduziert werden. Der Einfluss der Ladestrategie auf die geordnete Dauerlinie der Auslastung der Leitung LTG1804 für die ausgewählte Worst-Case Winterwoche ist jedoch wiederum äußerst gering. Im Vergleich zur Leitung LTG1124 führen die steigenden PV-Einspeisespitzen im Sommer bei der Leitung LTG1804 zu keinen Überlastungen, weshalb sich die geordneten Dauerlinien der Auslastungen für die Leitung LTG1804 für eine steigende PV-Durchdringung in der ausgewählten Worst-Case Sommerwoche nur geringfügig unterscheiden. Die Darstellung der geordneten Dauerlinie der Auslastung der Leitung LTG1804 für eine Durchdringung von 40% PV bzw. 80% PV bei einer Durchdringung von 60% EV für die unterschiedlichen Ladestrategien für die Worst-Case Winterwoche und Worst-Case Sommerwoche ist ebenfalls der im Anhang befindlichen Abbildung 9-11 zu entnehmen.

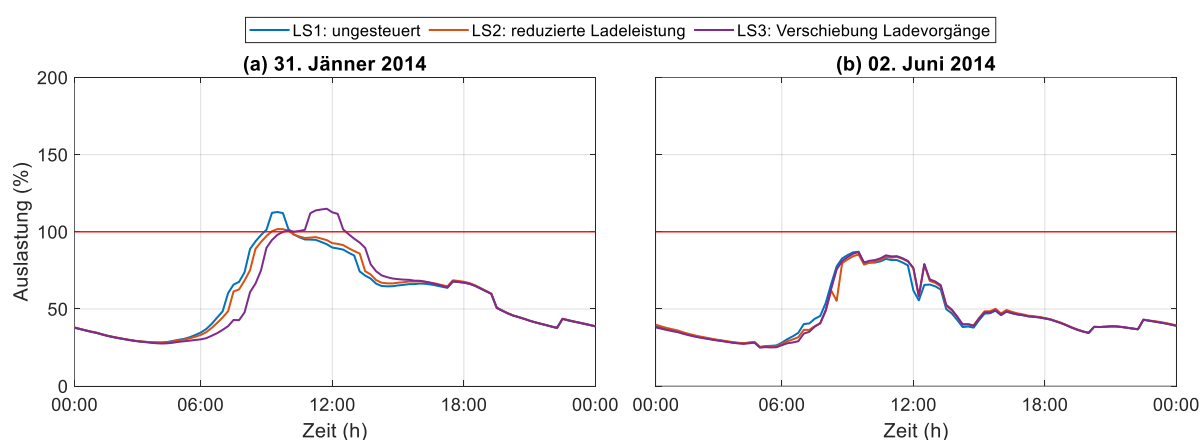


Abbildung 5-42: Auslastung der Leitung LTG1804 für eine Durchdringung von 40% PV und 60% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014

Unabhängig davon, ob die Überlastung durch die E-Mobilität oder durch die Nutzung des PV-Potenzials verursacht wird, trägt gesteuertes Laden bei der Dominanz der PV-Erzeugung oder des Leistungsbedarfs der E-Mobilität nur geringfügig zur Reduktion der Netzbelastung bei. Zudem wird durch Anwendung der Ladestrategie 2 oder 3 die Netzbelastung und damit die Dauer der Überlastung teilweise erhöht. Die steigende Netzbelastung durch Ladestrategie 3 kann auf die geringe PV-Erzeugung im Winter zurückgeführt werden, weshalb bei einer möglichen Umsetzung von gesteuertem Laden der limitierende Faktor, hinsichtlich Verschiebung der Ladevorgänge, das vorhandene PV-Potential darstellen sollte.

110 kV/30 kV-Transformator

Für die Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators können über alle vier Kategorien (PV, NVA, NVB und NVC) Analogien zum Verhalten der Auslastung der Leitungen durch Anwendung der Ladestrategie 2 und 3 aufgezeigt werden. Weshalb hier lediglich die Kategorien NVA und NVB, jeweils für eine Durchdringung von 40% PV und 100% EV, bei einer Ladeleistung von 3,7kW, näher betrachtet werden. Die grafische Aufbereitung der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für die Kategorie PV und NVC ist der im Anhang befindlichen Abbildung 9-12 und Abbildung 9-13 zu entnehmen. Für diese beiden Kategorien sowie für die Kategorie NVB wird wiederum ein Werktag als Worst-Case Tag (31. Jänner und 2. Juni) herangezogen, während für die Kategorie NVA abermals ein Samstag als Worst-Case Tag (25. Jänner und 14. Juni) ausgewählt wird. Auf die Darstellung der Jahresdauerlinien für die Worst-Case Wochen wird im Rahmen der Analyse des 110 kV/30 kV-Transformators verzichtet, da diese wiederum Analogien zu den bereits diskutierten Jahresdauerlinien der 5 kV-Leitungen aufweisen.

Wie in Abbildung 5-34 für die Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für das Nutzerverhalten A zu sehen ist, wird die Dauer der Überlastungen am 25. Jänner geringfügig für Ladestrategie 2 und 3 reduziert. Zudem kann die Höhe der Auslastung zum Zeitpunkt der Überlastung reduziert werden, nimmt jedoch am Worst-Case Wintertag durch Ladestrategie 3 zu Mittag erheblich zu. Der Anstieg der Auslastung durch Anwendung der Ladestrategie 3 führt jedoch weder am Worst-Case Wintertag noch am Worst-Case Sommertag zu weiteren Überlastungen.

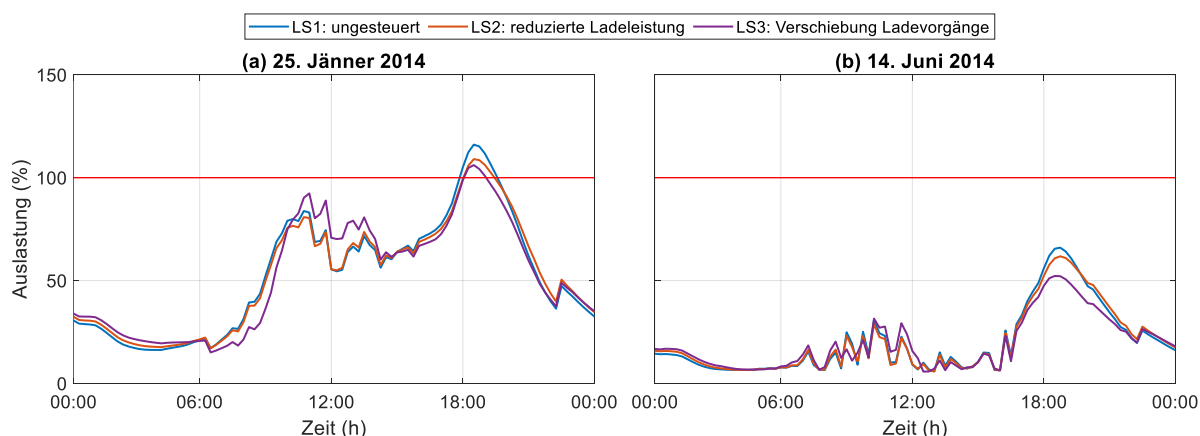


Abbildung 5-43: Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 40% PV und 100% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 25. Jänner 2014 (b) 14. Juni 2014

Der Anstieg der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators durch Anwendung der Ladestrategie 3 ist beim Nutzerverhalten B im Vergleich zum Nutzerverhalten A stärker ausgeprägt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Nutzerverhalten B an Werktagen lediglich

am Arbeitsplatz geladen wird, weshalb mehr Ladevorgänge sowie ein höherer Energiebedarf in die PV-Einspeisespitze verschoben werden können. Dies führt wiederum zur Erhöhung des Leitungsbedarfs und somit sowohl am Worst-Case Wintertag als auch am Worst-Case Sommertag zu einem Anstieg der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators. Dieser Anstieg führt aufgrund der zu geringen PV-Erzeugung wiederum am 31. Jänner zu Überlastungen, siehe Abbildung 5-35.

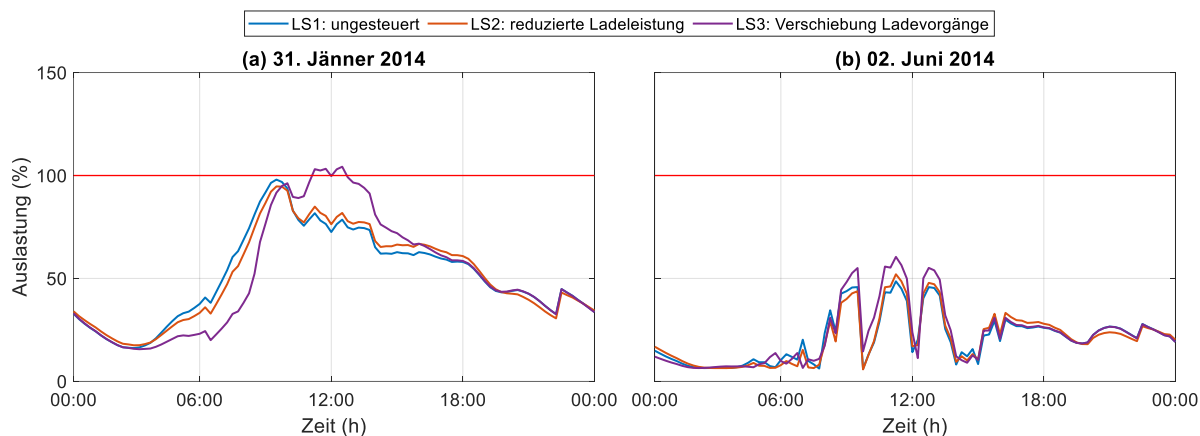


Abbildung 5-44: Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 40% PV und 100% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014

Abschließend wird der Einfluss der Ladestrategie auf den 110 kV/30 kV-Transformator für eine Ladeleistung von 11 kW analysiert, wobei wiederum eine Durchdringung von 40% PV und 100% EV für das Nutzerverhalten B gewählt wird. Wie in Abbildung 5-45 dargestellt, ruft die Ladestrategie 3 aufgrund der zu geringen PV-Erzeugung im Winter eine deutliche Überlastung des 110 kV/30 kV-Transformators hervor.

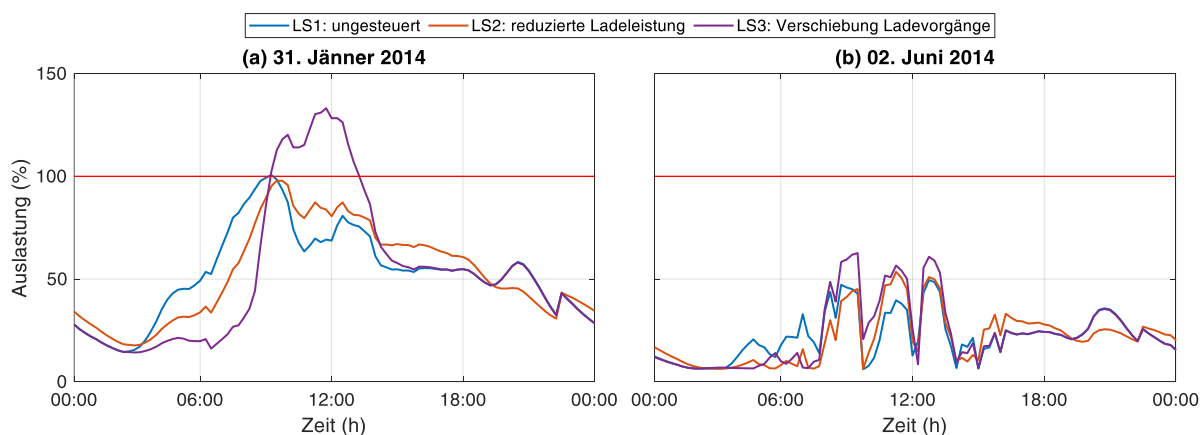


Abbildung 5-45: Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 40% PV und 100% EV für NVB bei 11 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014

Die Ladestrategie 2 und 3 weisen bei einer Ladeleistung von 11 kW (Abbildung 5-45) im Vergleich zum Einfluss des gesteuerten Ladens für eine Ladeleistung von 3,7 kW (Abbildung 5-44) einen deutlich höheren Einfluss auf die Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators auf. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass im Rahmen der Anwendung der Ladestrategie 3 keine Reduktion der Ladeleistung stattfindet.

Die Betrachtung der gesamten Worst-Case Winterwoche und Worst-Case Sommerwoche anhand der geordneten Dauerlinie der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators verdeutlicht den höheren Einfluss der Ladestrategie mit steigender Ladeleistung (Abbildung 5-46). Während der Einfluss der Ladestrategie 2 auf die geordnete Jahresdauerlinie sowohl in der Worst-Case Winterwoche als auch in der Worst-Case Sommerwoche kaum erkennbar ist, führt die Ladestrategie 3 zu einem erheblichen Anstieg der Auslastung. Wie bereits erwähnt, ruft dieser Anstieg in der Worst-Case Winterwoche Überlastungen im 110 kV/30 kV-Transformator hervor, wobei im Rahmen der Ladestrategie 1 und 2 keine Überlastungen auftreten. Zudem steigt die Dauer der Überlastungen mit zunehmender Ladeleistung (von 3,7 kW auf 11 kW) von 5,0 Stunden auf 17,5 Stunden an.

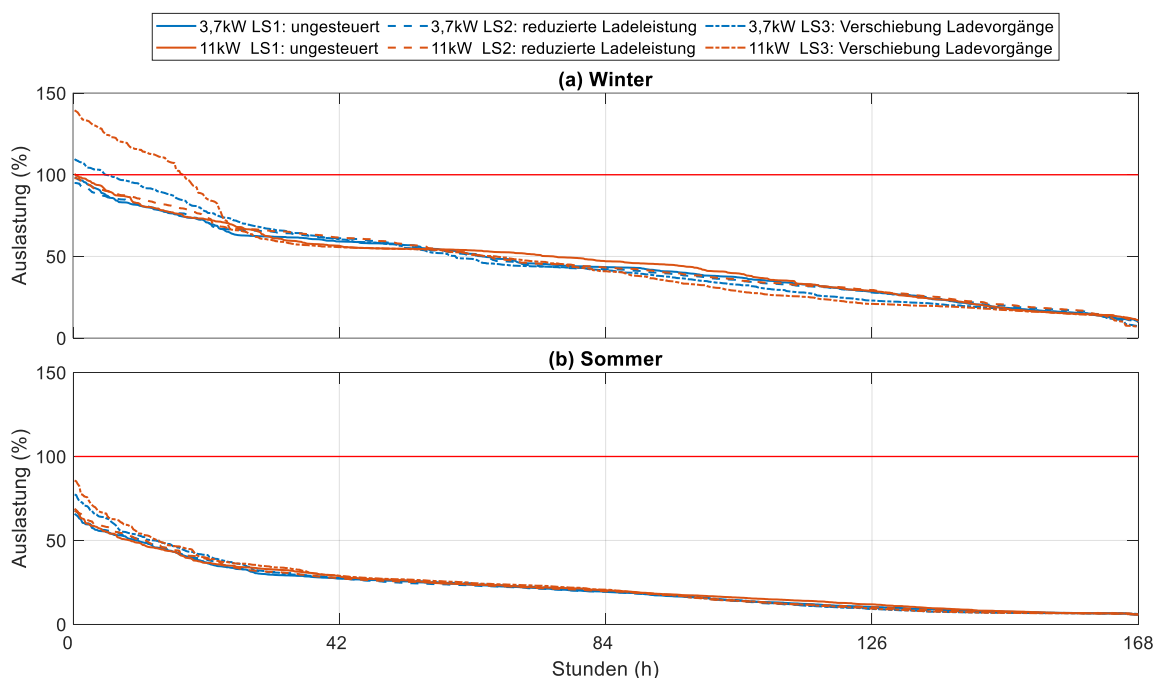


Abbildung 5-46: Geordnete Dauerlinie der Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für Durchdringung von 40% PV und 100% EV für NVB bei unterschiedlichen Ladestrategien sowie Ladeleistungen für die ausgewählten Worst-Case Wochen (a) Winter: 27. Jänner bis 2. Februar 2014 (b) Sommer: 2. bis 8. Juni 2014

Die Analyse des Einflusses der Ladestrategie auf die Netzbelastung zeigt, dass sowohl Ladestrategie 2 (reduzierte Ladeleistung) als auch Ladestrategie 3 (Verschiebung der Ladevorgänge) positive wie negative Effekte auf die Netzbelastung besitzen. Daraus kann gefolgert werden, dass unabhängig vom Nutzerverhalten in einem Zeitschritt eine Reduktion der Auslastung der 5 kV-Leitungen sowie des 110 kV/30 kV-Transformators stattfindet,

während in einem anderen Zeitschritt die Auslastung steigt. Dies ist bei Ladestrategie 2 auf die längeren Ladevorgänge aufgrund der reduzierten Ladeleistung zurückzuführen. Während die geringere Ladeleistung zur Netzentlastung beiträgt, wird aufgrund der längeren Ladedauer die gleichzeitig der Ladevorgänge erhöht, sodass die Auslastung steigt. Durch Anwendung der Ladestrategie 3 werden unter anderem die Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze verschoben, wodurch der Leistungsbedarf der E-Mobilität in einem Zeitschritt erhöht werden kann, während in einem anderen eine Reduktion stattfindet. Durch den Anstieg des Leistungsbedarfs, wird wiederum bei ausreichender PV-Erzeugung die Netzbelastung reduziert, während beispielsweise im Winter bei geringer PV-Erzeugung die Netzbelastung steigt und zu Überlastungen führen kann. Der Vergleich der Anwendung der Ladestrategien 2 und 3 zeigt, dass der Einfluss der Ladestrategie 3 auf die Auslastung der 5 kV-Leitungen sowie des 110 kV/30 kV-Transformators größer ist als jener von Ladestrategie 2. Zudem nimmt der Einfluss von gesteuerten Laden auf die Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators mit steigender Ladeleistung zu, wobei wiederum die Auslastung der 5 kV-Leitungen Analogien aufweist. Wie anhand des 110 kV/30 kV-Transformators demonstriert, kann sich dies auch negativ auf die Auslastung auswirken, weshalb eine Kombination zwischen Ladestrategie 2 und 3 in Betracht gezogen werden sollte. Dies bedeutet insofern die Ladevorgänge verschoben werden können, sollte gleichzeitig eine Reduktion der Ladeleistung berücksichtigt werden, sodass die Anwendung von gesteuertem Laden zu keinen zusätzlichen Überlastungen führt.

5.3.5 Berücksichtigung der Modellgenauigkeit

Da die Leitungsauslastung über den Wirk- und Blindleistungslastfluss bestimmt wird, besitzt die Abweichung der Wirk- und Blindleistungslastflüsse zwischen dem Originalnetz und dem Netzmodell Einfluss auf die Leitungsauslastung und somit auf die Erkenntnisse der netztechnischen Betrachtung. Daher wird eine Analyse zur Ermittlung des Einflusses der Modellgenauigkeit auf die netztechnische Betrachtung durchgeführt. Hierzu werden die acht am meisten belasteten Leitungen, welche in Kapitel 5.3.1 bestimmt werden, herangezogen. Zu diesem Zweck wird in einem ersten Schritt die absolute Abweichung der Leitungsauslastung aller Leitungen ermittelt. Die absoluten Abweichungen der Leitungen LTG0216, LTG1124 und LTG2122 sind kleiner 1%, weshalb diese Leitungen nicht näher betrachtet werden. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass die Leitungen LTG0216 (NVC) und LTG1124 (NVA) zu jenen Leitungen zählen welche, entsprechend der vier Kategorien (PV, NVA, NVB und NVC), als erstes überlastet sind. Die absoluten Abweichungen der Leitungsauslastungen der fünf weiteren Leitungen sind in Tabelle 5-8 dargestellt. Mit Ausnahme der absoluten Abweichung der Leitung LTG0605 weisen alle Leitungen eine negative relative Abweichung auf. Die positive absolute Abweichung der Leitung LTG0605 von

5% bedeutet, dass im Netzmodell die Auslastung der Leitung geringer als im Originalnetz ist. Dadurch wird diese Leitung im Vergleich zum Originalnetz erst bei höheren Netzbelastungen als überlastet betrachtet. Eine negative absolute Abweichung verhält sich dementsprechend genau umgekehrt. Daher wird durch die absolute Abweichung der Leitung LTG0513 (PV) von -5% die Leitung im Netzmodell im Vergleich zum Originalnetz geringfügig stärker belastet. Deshalb gilt für Werte die knapp über 100% liegen und somit als überlastet gelten, dass diese im Originalnetz mit hoher Wahrscheinlichkeit noch nicht überlastet sind. Die Leitung LTG1804 und deren absolute Abweichung von -34% ist jedoch bereits kritischer zu betrachten. Zudem zählt die Leitung LTG 1804 (NVB) zu den vier ausgewählten Leitungen, welche entsprechend ihrer Kategorie (PV, NVA, NVB und NVC) als erstes überlastet sind. Da die Leitung LTG1804 im Vergleich zum Originalnetz (34%) im Netzmodell (67%) doppelt so stark belastet wird, besteht durchaus die Möglichkeit, dass die Leitung anhand der netztechnischen Betrachtung als kritisch eingestuft wird, obwohl diese im Originalnetz auch in den Worst-Case Wochen und Tagen gar nicht überlastet wird.

Tabelle 5-8: Vergleich der absoluten Abweichungen der Auslastung ausgewählter „Verbindungsleitungen“

		LTG0302	LTG0513	LTG0605	LTG1804	LTG01819
Auslastung Originalnetz	(%)	55	26	46	34	59
Auslastung Netzmodell	(%)	67	31	41	67	64
Absolute Abweichung	(%)	-12	-5	5	-33	-5

Zudem zeigt die Betrachtung des Lastflusses eine Lastumkehr des Lastflusses im Originalnetz im Vergleich zum Netzmodell. Diese ist auf die im Netzmodell entstehende direkte Verbindung der Leitung LTG1804 mit einem 30 kV/5 kV-Transformator zurückzuführen, siehe Abbildung 5-47. Diese Verbindung existiert wiederum für die zur Leitung LTG1804 äquivalente Leitung im Originalnetz nicht. Somit wird der Leistungsbedarf der Zelle 4 einerseits über den 30 kV/5 kV-Transformator der Zelle 18 und andererseits über den 30 kV/5 kV-Transformator der Zelle 3 gedeckt. Während sich die Lastumkehr signifikant auf die relative Abweichung auswirkt, hat diese keinen zusätzlichen Einfluss auf die Auslastung der Leitung. Für diese Leitung LTG1804 bzw. den betroffenen Netzbereich ist daher eine weitere Detailbetrachtung eines realen Netzausschnittes erforderlich, um Aussagen bezüglich Netzauswirkungen und Netzplanung treffen zu können.

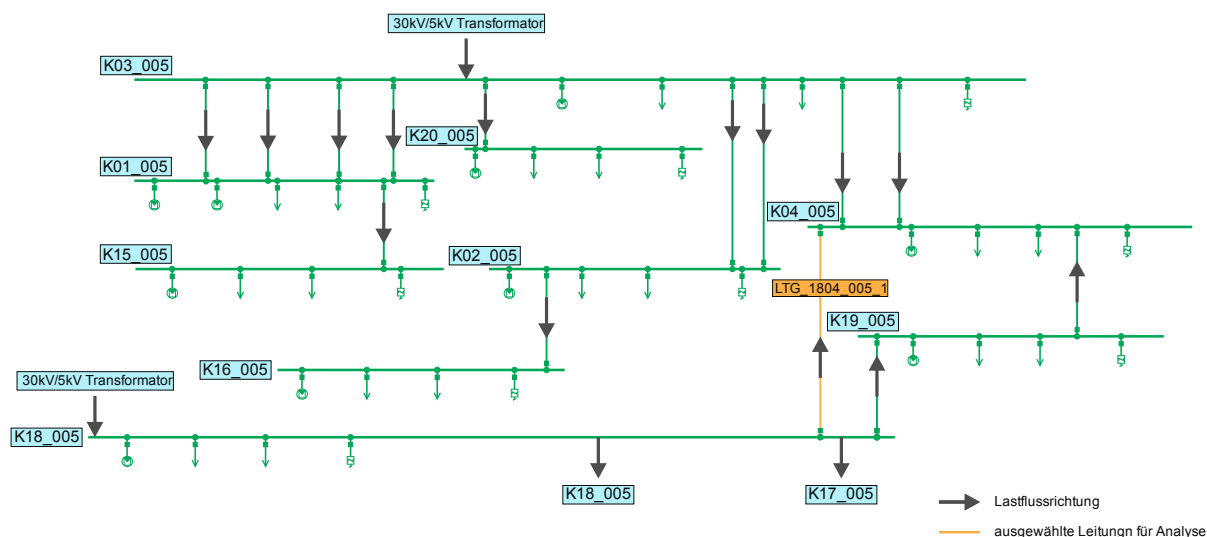


Abbildung 5-47: Netzbereich der Leitung LTG1804 und Darstellung der Lastflussrichtung für den Status Quo – Leitungen mit offenen Trennstellen sind nicht abgebildet

Je höher die absolute Abweichung der Leitungsauslastung ist, desto kritischer sollte der entsprechende Netzbereich und die zugehörige Leitung im Detail betrachtet werden. Bei geringen positiven wie negativen Abweichungen, sollte auch die Genauigkeit des Gesamtsystems in die Analyse einfließen, bevor Detailbetrachtungen erfolgen. Zudem gilt, dass kurzzeitige thermische Überlastungen im elektrischen Netz tolerierbar sind, da diese nur Einfluss auf die thermische Alterung besitzen. Wie in der Dissertation „Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze“ [12] anhand der Analyse zur Alterung der Ortsnetztransformatoren bei steigender Belastung demonstriert.

Anhand der Berücksichtigung der Modellgenauigkeit kann aufgezeigt werden, dass diese ausreichend ist gefährdete Netzbereiche zu identifizieren, jedoch die Notwendigkeit einer Detailbetrachtung erforderlich sein kann.

5.4 Interaktion der Lastflüsse zwischen den Zellen

Zur Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen der Nutzung des PV-Potenzials und dem Leistungsbedarf der E-Mobilität, wird nachfolgend die Interaktion der Lastflüsse zwischen den Zellen analysiert. Wie im Kapitel 5.3.1 und 5.3.2 aufgezeigt, kann eine steigende EV-Durchdringung bei konstanter PV-Durchdringung sowohl positive als auch negative Auswirkungen auf die Netzbelastung besitzen. Analoges gilt für eine steigende PV-Durchdringung bei konstanter EV-Durchdringung. Dies bedeutet, dass beispielweise bei einer konstanten EV-Durchdringung eine steigende PV-Durchdringung die Netzbelastung in Teilen des Netzes reduziert, während diese in anderen Bereichen des Netzes Überlastungen führt. Zudem nimmt auch der bestehende Verbrauch sowie die bestehende Erzeugung

Einfluss auf den Leistungsbedarf bzw. -überschuss der Zelle und somit auf die im Netz entstehenden Lastflüsse.

Vor der eigentlichen Betrachtung der Interaktion der Lastflüsse zwischen den Zellen, werden die überlasteten Leitungen geografisch sowie im zellbasierten Netzmodell verortet. Die geografische Verortung wird, wie bereits die Zelleneinteilung für die Stadt Leoben, mit Hilfe der Software QGIS® durchgeführt. In Abbildung 5-48 sind in einem Detailausschnitt die überlasteten 5 kV-Leitungen geografisch verortet abgebildet. Während jene Leitungen, die den höchsten Belastungen ausgesetzt sind in Rot dargestellt sind, werden alle weiteren überlasteten Leitungen in Orange abgebildet. Die restlichen Leitungen sowie die Unterscheidung nach Kategorie (PV, NVA, NVB und NVC) werden übersichtshalber nicht dargestellt. Diese Darstellung ermöglicht eine rasche Identifizierung der gefährdeten Bereiche. Neben einzelnen Leitungen, die von Überlastungen betroffen sind, kann ein Leitungsstrang sowie ein geschlossener Ring als gefährdete Netzbereiche identifiziert werden.

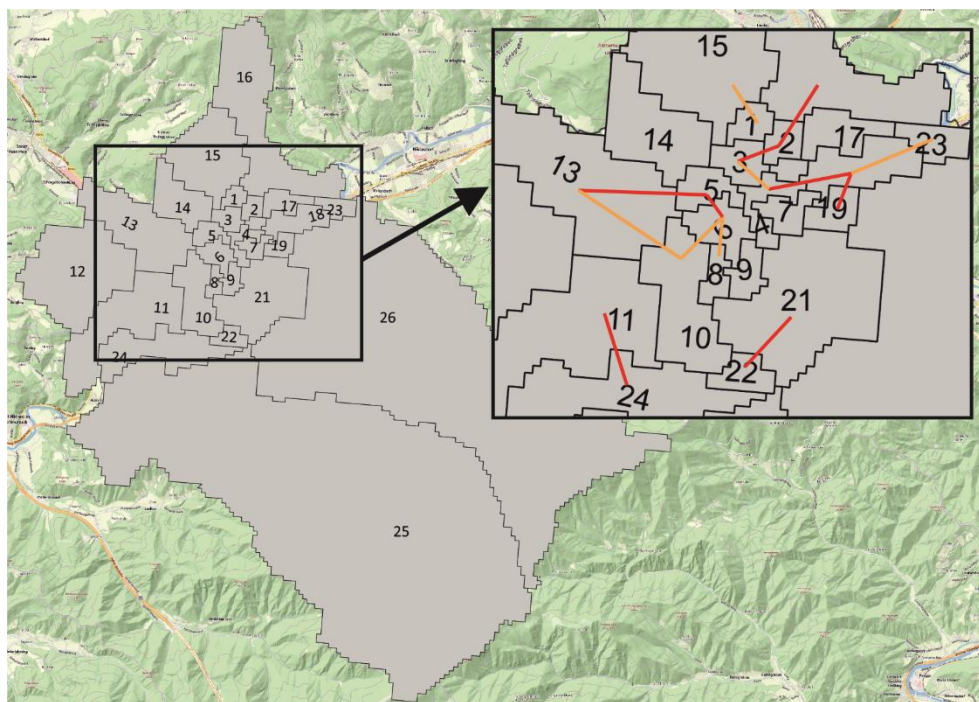


Abbildung 5-48: Geografische Verortung der überlasteten 5 kV-Leitungen in Orange und der acht am meisten belasteten Leitungen in Rot

Anhand der Lokalisierung der überlasteten Leitungen im zellbasierten Netzmodell, siehe Abbildung 5-49, und deren Kennzeichnung im Netzplan wird die Berücksichtigung der gesamten Netztopologie möglich. Die acht am meisten belasteten Leitungen sind im Netzmodell wiederum in Rot, alle weiteren überlasteten Leitungen in Orange eingezeichnet.

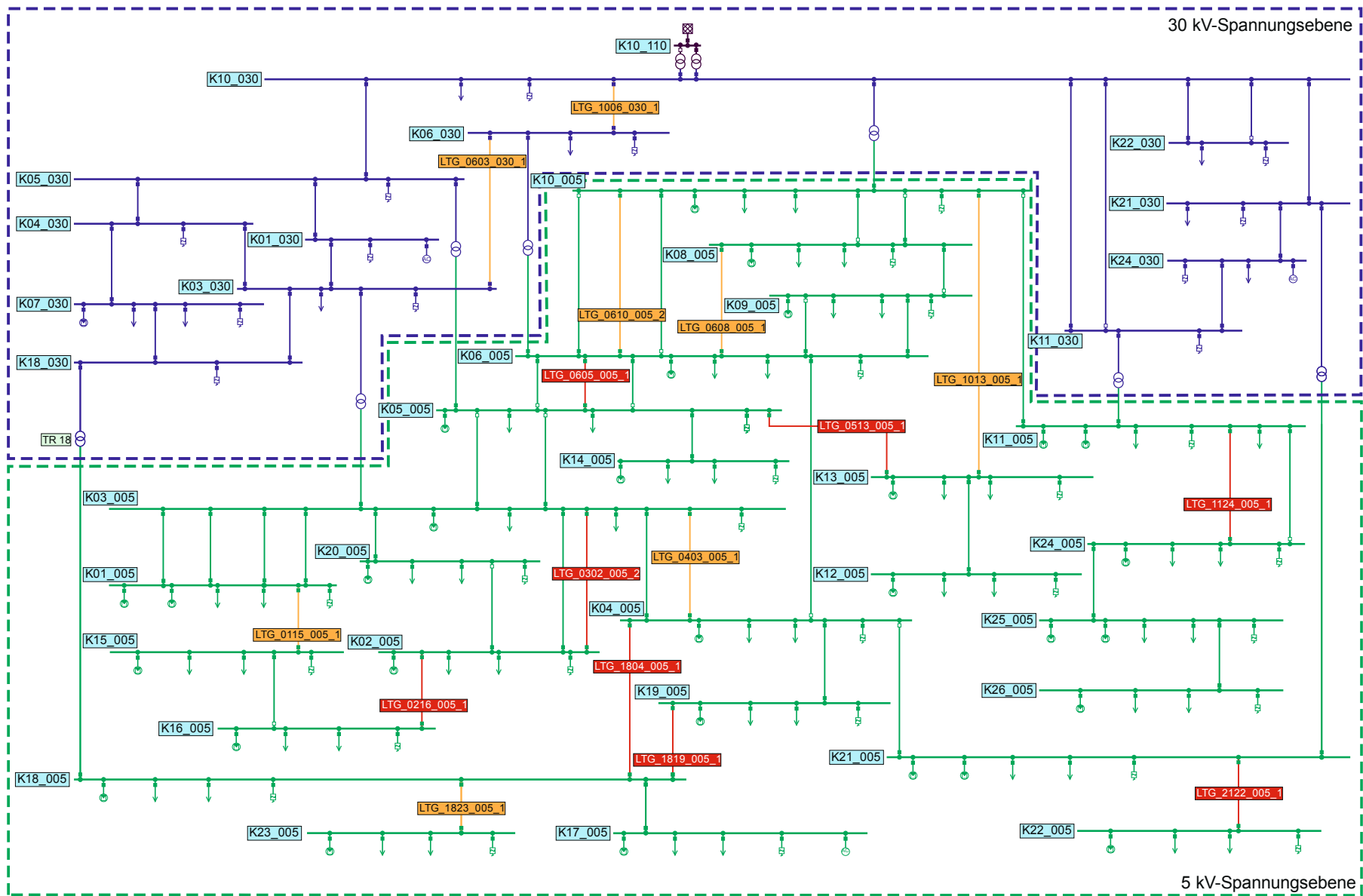


Abbildung 5-49: Zellbasiertes Netzmodell inklusive der überlasteten Leitungen in Orange und der acht am meisten belasteten Leitungen in Rot

Zur Betrachtung der Interaktion der Lastflüsse zwischen den Zellen werden von den vier Leitungen, welche in Abhängigkeit der Kategorie als erstes überlastet sind (Kapitel 5.3.1), die Leitung **LTG0513**, welche sich in einem geschlossen Ringsystem, und die Leitung **LTG1124**, welche Teil einer Stickleitung ist, ausgewählt. Der anhand von Abbildung 5-48 identifizierte Leitungsstrang der die Leitungen LTG1804 und LTG0216 beinhaltet, wird im Rahmen dieser Arbeit nicht näher betrachtet, da dieser über die 30 kV-Spannungsebene durch die 30 kV/5 kV-Transformatoren, welche sich in der Zelle 3 und 18 befinden, einen geschlossenen Ring (Zelle 3, Zelle 4, Zelle 18) bildet sowie eine Stickleitung mit Abgang in Zelle 3 zu Zelle 2 und weiter zu Zelle 16 besitzt und somit eine Kombination der beiden ausgewählten Beispiele bildet.

Für die beiden ausgewählten Leitungen (LTG0513 und LTG1124) wird jeweils der notwendige Netzbereich (ausgewählte Leitung inklusive der benachbarten Leitungen und Zellen) identifiziert, grafisch aufbereitet und die Richtung der Lastflüsse für einen definierten Zeitpunkt ermittelt. Zudem werden die Verhältnisse zwischen PV-Erzeugung und dem Leistungsbedarf der E-Mobilität für unterschiedliche PV- und EV-Durchdringungen auf Zellenebene bestimmt und diskutiert, wobei ein Verhältnis kleiner 1 bedeutet, dass der Leistungsbedarf der E-Mobilität größer jener der PV-Erzeugung ist. Bei der Diskussion der Verhältnisse, in Zusammenhang mit der PV-Erzeugung sowie dem Leistungsbedarf der E-Mobilität, ist zwischen einem leistungsmäßigen und einem energetischen Verhältnis zu unterscheiden. Wie anhand der Abbildung 5-50 zu sehen, können die synthetischen Ladelastprofile unterschiedliche Verläufe, entsprechend ihres Nutzerverhaltens sowie der zugehörigen Zelle, aufweisen. Beide synthetischen Ladelastprofile gelten für eine EV-Durchdringung von 100%, einer Ladeleistung von 3,7 kW und Ladestrategie 1. Obwohl der Energiebedarf für die beiden dargestellten Lastverläufe mit 74,636 MWh für Zelle 13 des Nutzerverhaltens A und mit 75,844 MWh für Zelle 6 des Nutzerverhaltens B aufweist, ist die Leistungsspitze der Zelle 6 (NVB) mit 3,147 MW fast doppelt so groß wie der Maximalwert der Zelle 13 (NVA) mit 1,672 MW. Während das energetische Verhältnis (=Energieautarkiegrad) rasch ermittelt werden kann und für die beiden Zellen mit 1,323 (Zelle 13) und 1,302 (Zelle 6) annähernd gleich ist, hängt das leistungsmäßige Verhältnis vom betrachteten Zeitpunkt der Jahressimulation ab. Daher werden zwei Zeitpunkte für die Betrachtung der Verhältnisse zwischen PV-Erzeugung und dem Leistungsbedarf der E-Mobilität untersucht: (1) Auftreten des maximalen Leistungsbedarfs der E-Mobilität und (2) Auftreten der maximalen PV-Erzeugung. Aufgrund der Berücksichtigung der Jahreszeiten für die Modellierung der synthetischen Ladelastprofile, tritt der maximale Leistungsbedarf der E-Mobilität im Winter auf, während jener für die PV-Erzeugung aufgrund der höheren Sonneneinstrahlung im Sommer stattfindet.

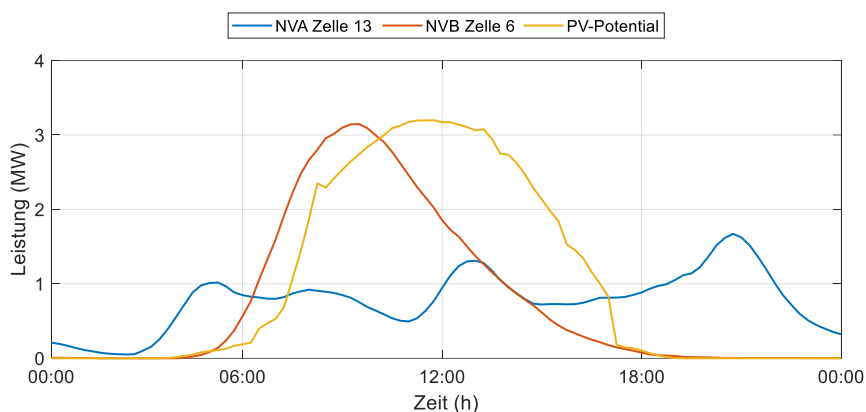


Abbildung 5-50: Synthetisches Ladelastprofil der Zelle 13 für NVA und der Zelle 6 für NVB jeweils für eine Durchdringung von 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 sowie PV-Erzeugungsprofil der Zelle 24 für eine Durchdringung von 100% PV

Zur Ermittlung der leistungsmäßigen Verhältnisse wird zunächst die Zelle definiert, in welcher der maximale Leistungsbedarf der E-Mobilität und dessen zeitliches Auftreten ermittelt werden soll. Für diesen Zeitpunkt werden anschließend alle zugehörigen Leistungsbedarfe sowie PV-Erzeugungen der betrachteten Zellen bestimmt. Der einzige Unterschied in der Vorgehensweise für den Zeitpunkt des Auftretens der maximalen PV-Erzeugung liegt darin, dass hier von der maximalen PV-Erzeugung und dessen zeitlichen Auftretens der zuvor für die E-Mobilität definierten Zelle ausgegangen wird. Auf die Ermittlung bzw. Betrachtung des energetischen Verhältnisses wird im Rahmen der nachfolgenden Betrachtung der Interaktion der Lastflüsse nicht näher eingegangen, da für die im Netz vorhandenen Lastflüsse die aktuellen Leistungsbedarfe bzw. –überschüsse der Zellen von Interesse sind. Die Betrachtung der energetischen Verhältnisse erfolgt anhand der Analyse des Energieautarkiegrads in Kapitel 5.5.2.

LTG1124 – Stichleitung

Der für die Leitung LTG1124 identifizierte Netzbereich, wird entsprechend Abbildung 5-51 grafisch aufbereitet. Diese Leitung LTG1124 ist hauptsächlich im Nutzerverhalten A überlastet (Tabelle 5-4), weshalb dieses zu Demonstrationszwecken ausgewählt wird. Die eingezeichneten Richtungen der Lastflüsse beziehen sich auf jenen Zeitpunkt, bei dem der Leistungsbedarf der E-Mobilität für eine Durchdringung von 60% EV, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, und der Ladestrategie 1 für die Zelle 24 sein Maximum erreicht, ohne Berücksichtigung der Nutzung des PV-Potenzials (PV-Durchdringung = 0%).

Wie in der Abbildung 5-51 zu sehen, muss zusätzlich zum Lastbedarf des bestehenden Verbrauchs der Leistungsbedarf der E-Mobilität für die Zellen bzw. Netzknoten 24, 25 und 26 transportiert werden. Eine steigende PV-Durchdringung führt zum Zeitpunkt des maximalen Leistungsbedarfs der E-Mobilität auch bei einer Durchdringung von 100% PV zu keiner Lastflussumkehr, da zu diesem Zeitpunkt die PV-Erzeugung Null ist. Neben der Ermittlung der

Lastflüsse und deren Richtung zum Zeitpunkt des Auftretens des maximalen Leistungsbedarfs der E-Mobilität der Zelle 24 wird auch jener Zeitpunkt der maximalen PV-Erzeugung der Zelle 24 bestimmt. Bei einer Durchdringung von 60% EV wird für diesen Zeitpunkt bereits ab Durchdringungen von 20 % PV der Lastfluss aller in Abbildung 5-51 dargestellten Leitungen umgekehrt, sodass eine Einspeisung des vorhandenen Leistungsüberschusses in die 30 kV-Spannungsebene stattfindet.

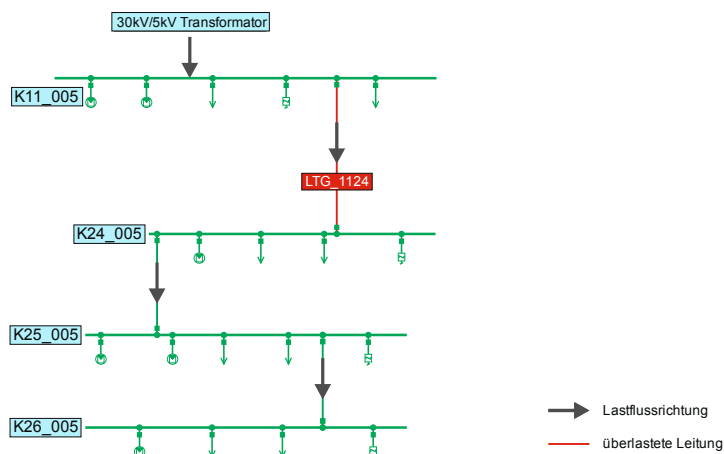


Abbildung 5-51: Netzbereich der Stickleitung in der sich die Leitung LTG1124 befindet und Darstellung der Lastflussrichtung für den Zeitpunkt des maximalen Leistungsbedarf der E-Mobilität in Zelle 24 für eine Durchdringung von 60% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%)

Die Leistungsverhältnisse des Zeitpunkts des Auftretens des maximalen Leistungsbedarfs der E-Mobilität (V_{EV}) sowie für den Zeitpunkt des Auftretens der maximalen PV-Erzeugung (V_{PV}) für die Zelle 24 sind für eine Durchdringung von 60% EV und einer Durchdringung von 40% bzw. 80% PV in Tabelle 5-9 dargestellt. Das Leistungsverhältnis für den Zeitpunkt des maximalen Leistungsbedarfs der E-Mobilität ist Null, da zu diesem Zeitpunkt keine PV-Erzeugung vorhanden ist. Somit ist kein Vergleich der einzelnen Verhältnisse auf Zellenebene möglich und es wird der Leistungsbedarf der E-Mobilität näher betrachtet. Während der Leistungsbedarf der Zelle 24 2.355,93 kW beträgt, ist dieser in den Zellen 25 mit 24,57 kW und in Zelle 26 mit 4,61 kW fast vernachlässigbar. Daher sind die durch die E-Mobilität verursachten Überlastungen in der Leitung LTG1124 hauptsächlich auf den hohen Leistungsbedarf der Zelle 24 zurückzuführen. Für Zelle 25 kann für den Zeitpunkt der maximalen PV-Erzeugung wiederum kein Wert ermittelt werden, weil der Leistungsbedarf der E-Mobilität zu diesem Zeitpunkt Null ist. Obwohl das hohe Leistungsverhältnis der Zelle 26 für den Zeitpunkt der maximalen PV-Erzeugung mit 54,78 bzw. 109,57 darauf schließen lässt, dass die Zelle 26 maßgeblich zur Überlastung der Leitung LTG2411 beiträgt, muss der geringe Leistungsbedarf der E-Mobilität berücksichtigt werden. Somit kann durch Vergleich der Verhältnisse nicht direkt auf den Einfluss auf die Leitungsüberlastung geschlossen werden. Bei einer Durchdringung von 80% PV beträgt die PV-Einspeisespitze in Zelle 26 290,85 kW, während jene in Zelle 25 1.049,61 kW bzw. in Zelle 24 3.134,25 kW beträgt. Daher besitzen

die Zellen 24 und 25 einen deutlich größeren Einfluss auf die Überlastung der Leitung LTG1124 als die Zelle 26. Anhand der Leistungsverhältnisse für die beiden Zeitpunkte wird zudem die zeitliche Verschiebung zwischen den PV-Einspeisespitzen und den EV-Lastspitzen aufgezeigt.

Tabelle 5-9: Leistungsverhältnisse zwischen PV-Erzeugung und Leistungsbedarf der E-Mobilität für eine Durchdringung von 60% EV und 40% bzw. 80% PV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

Verhältnis ⁽¹⁾	Durchdringung		Zelle			
	PV	EV	11	24	25	26
V _{EV}	40	60	0,00 ⁽²⁾	0,00 ⁽²⁾	0,00 ⁽²⁾	0,00 ⁽²⁾
	80	60	0,00 ⁽²⁾	0,00 ⁽²⁾	0,00 ⁽²⁾	0,00 ⁽²⁾
V _{PV}	40	60	2,69	8,19	- ⁽³⁾	54,78
	80	60	5,36	16,37	- ⁽³⁾	109,57

(1) Verhältnis = PV-Erzeugung / Leistungsbedarf d. E-Mobilität

(2) PV-Erzeugung = 0;

(3) Leistungsbedarf d. E-Mobilität = 0;

Auch wenn für die, zu Demonstrationszwecken ausgewählte, Stichleitung hauptsächlich die Zelle 24 für die Überlastungen, hervorgerufen durch den Leistungsbedarf der E-Mobilität, verantwortlich ist, dürfen aufgrund des Zusammenspiels der Netto-Leistungsbilanzen der Zellen und der dadurch entstehenden Lastflüsse, die Verhältnisse der Nachbarzellen zur Vermeidung von Überlastungen nicht vernachlässigt werden. Im Rahmen dieses Beispiels ist es womöglich ausreichend, die Durchdringung der E-Mobilität lediglich in der Zelle 24 zu senken um die Überlastung der Leitung LTG1124 zu vermeiden. Die Kenntnisse aus der Betrachtung der Interaktion der Lastflüsse kann zudem beispielsweise genutzt werden um den Ausbau der Ladeinfrastruktur ausgewählter Nutzergruppen zu fördern. Anhand der Zellen 24 und 25 würde dies bedeuten, dass der Energiebedarf der Zelle 24, welcher zu 90% der Nutzergruppe „Einkaufen“ zugeordnet werden kann, durch Reduzierung der EV-Durchdringung solange gesenkt wird, bis eine flächendeckende Ladeinfrastruktur (EV-Durchdringung = 100%) für die Zelle 25, in welcher die Nutzergruppe „nach Hause“ mit 80% dominiert, ermöglicht wird. Die Nutzergruppe „nach Hause“ bietet, aufgrund der längeren Aufenthaltsdauer im Vergleich zur Nutzergruppe „Einkauf“, ein höheres Potenzial durch Laden mit geringer Ladeleistung und der Anwendung von gesteuertem Laden die Netzbelastung zu reduzieren.

Die Analyse des Zeitpunktes der maximalen PV-Erzeugung zeigt, dass es empfehlenswert ist die PV-Durchdringung in den Zellen 24 und 25 entsprechend anzupassen, sodass keine Überlastungen auftreten. Die PV-Durchdringungen der Zelle 24 bzw. Zelle 25 müssen jedoch

nicht gleich groß gewählt, sondern können individuell an örtliche und netztechnische Gegebenheiten angepasst werden.

LTG0513 – Ringsystem

Die Interaktion der Lastflüsse für den Netzbereich in dem sich die Leitung LTG0513 befindet wird anhand einer Durchdringung von 60% PV diskutiert. Da der Effekt der Reduzierung der Dauer der Überlastungen für das Nutzerverhalten B am größten ist, siehe Tabelle 5-4, wird für die steigende EV-Durchdringung dieses Nutzerverhalten, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW und der Ladestrategie 1, herangezogen. Der identifizierte Netzbereich des Ringsystems inklusive Lastflussrichtung für den Zeitpunkt der maximalen PV-Erzeugung ist in Abbildung 5-52 dargestellt. Zur besseren Übersicht werden alle Leitungen mit offenen Trennstellen (Lastfluss = 0) entfernt. Zum Zeitpunkt der maximalen PV-Erzeugung in der Zelle 13 sind die Leitungen LTG0513, LTG1013 und LTG0605 überlastet. Die auftretenden Leistungsüberschüsse werden über die Zellen 5, 6 und 10 in die 30 kV-Spannungsebene eingespeist. Anhand der Richtung der Lastflüsse lässt sich erkennen, dass der Leistungsüberschuss der Zelle bzw. des Netzknotens 12 in die Zelle 13 und von dort weiter über die überlasteten Leitungen in Zelle 5 und 10 fließt. Dies bedeutet, dass obwohl sich die Leitung LTG0513 in einem geschlossenen Ringsystem befindet, ausschließlich der Leistungsüberschuss der Zellen 12 und 13 für die Überlastung der Leitung LTG0513 verantwortlich ist.

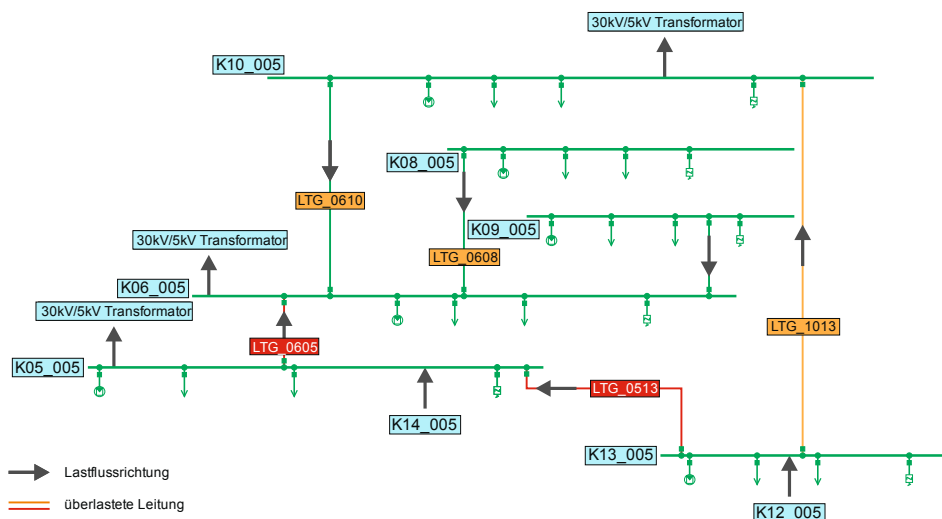


Abbildung 5-52: Netzbereich des Ringsystems der Leitung LTG0513 und Darstellung der Lastflussrichtung für den Zeitpunkt der maximalen PV-Erzeugung in Zelle 13 für eine Durchdringung von 60% PV (EV-Durchdringung = 0%)

Der Einfluss der Netto-Leitungsbilanz der Zelle 13 ist jedoch anhand der Abbildung 5-52 nicht erkennbar, weshalb wieder ein Blick auf die Verhältnisse für die Zeitpunkte des Auftretens des maximalen Leistungsbedarfs der E-Mobilität (V_{EV}) sowie des Auftretens der maximalen PV-Erzeugung (V_{PV}) geworfen wird, siehe Tabelle 5-10. Die Leistungsverhältnisse beziehen sich

wiederum auf eine Durchdringung von 60% PV bei einer Durchdringung von 40% bzw. 80% EV für das Nutzerverhalten B. Wie anhand der Verhältnisse für den Zeitpunkt der maximalen PV-Erzeugung zu sehen, herrscht in allen Zellen des dargestellten Netzbereichs ein hoher Leistungsüberschuss, welcher durch eine steigende EV-Durchdringung reduziert werden kann. Da die Höhe des Leistungsüberschusses je Zelle einerseits von der Höhe des auftretenden Leistungsbedarfs und andererseits vom bestehenden Verbrauch abhängig ist, kann von den Verhältnissen nicht direkt auf die Höhe des Leistungsüberschusses geschlossen werden. Auch bei einer Durchdringung von 100% EV für das Nutzerverhalten B tritt zu den in der Abbildung 5-52 dargestellten Lastflussrichtungen keine Umkehr statt. Die Analyse der PV-Einspeisespitzen der Zelle 13 und Zelle 12 mit 13.173,26 kW und 520,91 kW lässt darauf schließen, dass die Reduktion des PV-Potenzials vor allem in der Zelle 13 zur Vermeidung der Überlastungen der Leitungen LTG0513 und LTG1013 am effektivsten ist. Trotz der größeren Leistungsverhältnisse der Zellen 9 und 10 wird anhand des Vergleichs der PV-Erzeugung festgestellt, dass die PV-Erzeugung dieser Zellen im Vergleich zu Zelle 13 um der Faktor 10 kleiner ist.

Tabelle 5-10: Leistungsverhältnisse zwischen PV-Erzeugung und Leistungsbedarf der E-Mobilität für eine Durchdringung von 60% PV und 40% bzw. 80% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

Verhältnis ⁽¹⁾	Durchdringung		Zelle						
	PV	EV	5	6	8	9	10	12	13
V_{EV}	60	40	0,24	0,35	0,86	3,67	3,61	0,00 ⁽²⁾	0,55
	60	80	0,76	1,14	2,79	18,47	6,47	0,00 ⁽²⁾	1,68
V_{PV}	60	40	21,86	17,64	32,59	212,99	220,21	- ⁽³⁾	75,26
	60	80	16,79	8,52	18,81	94,23	64,81	- ⁽³⁾	39,49

(1) Verhältnis = PV-Erzeugung / Leistungsbedarf d. E-Mobilität

(2) PV-Erzeugung = 0;

(3) Leistungsbedarf d. E-Mobilität = 0;

Der Zeitpunkt des Auftretens des maximalen Leistungsbedarfs der E-Mobilität in Zelle 13 und den entstehenden Verhältnissen ist bezüglich Leistungsbedarf bzw. –überschuss der Zellen für dieses Beispiel nicht von großer Relevanz, da sich zu diesem Zeitpunkt lediglich die Lastflussrichtungen teilweise umkehren, jedoch keinerlei Überlastungen auftreten. Das in Tabelle 5-4 steigende Verhältnis V_{EV} bei steigender EV-Durchdringung ist auf die unterschiedlichen Zeitpunkte (Tage), an denen der maximale Leistungsbedarf der Zelle 13 stattfindet, zurückzuführen. Trotz konstanter PV-Durchdringung variiert die PV-Erzeugung in Abhängigkeit der Sonneneinstrahlung, weshalb das Verhältnis mit steigender EV-Durchdringungen bzw. steigendem Leistungsbedarf zunimmt.

Wie bereits erwähnt, wird die Überlastung der Leitung LTG0513 durch den Leistungsüberschuss der Zellen 12 und 13 hervorgerufen, weshalb die Reduktion der PV-Erzeugung notwendig ist. Dies kann einerseits durch die Reduktion der PV-Durchdringung ermöglicht werden und andererseits durch die Erhöhung der EV-Durchdringung jener Nutzergruppen die vorwiegend während des Tages laden. Um eine weitere Reduktion der PV-Einspeisespitze durch gesteuertes Laden zu ermöglichen gilt es die Nutzergruppen „Arbeit-privat“ und „Arbeit-dienst“ in Betracht zu ziehen. Wie die Analyse des Nutzerverhaltens A zeigt, sind 60% des Energiebedarfs der Zelle 13 den Nutzergruppen „Arbeit-privat“ und „Arbeit-dienst“ zuzuordnen. Der mögliche positive Effekt auf die Überlastungen durch den verstärkten Ausbau der Ladeinfrastruktur dieser beiden Nutzergruppen, lässt sich anhand des Nutzerverhaltens B demonstrieren, siehe Tabelle 5-4. Wie im Rahmen der netztechnischen Betrachtung aufgezeigt, ist die Reduktion der Dauer der Überlastungen für das Nutzerverhalten B im Vergleich zum Nutzerverhalten A, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, deutlich größer. Wobei bei diesem direkten Vergleich auf den unterschiedlichen Energiebedarf der Nutzerverhalten aufgrund der Bildung von Fahrketten hinzuweisen ist. Dennoch kann die Tendenz des positiven Einflusses eines verstärkten Ausbaus der Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz auf die Reduktion der PV-Einspeisespitze aufgezeigt werden. Bei einer Ermittlung des idealen Verhältnisses zwischen der PV-Erzeugung und dem Leistungsbedarf der E-Mobilität ist jedoch zu berücksichtigen, dass der Leistungsbedarf der Nutzergruppen „Arbeit-privat“ und „Arbeit-dienst“ hauptsächlich an Werktagen anfällt. Daher gilt es eine Alternative Lösung, zur Vermeidung von Überlastungen am Wochenende, zu finden. Hierfür könnten beispielsweise Speichersysteme eingesetzt werden. Der Leistungsüberschuss, welcher vom Netz nicht mehr aufgenommen werden kann, wird gespeichert und kann bereits am Abend bzw. in der Nacht zur Deckung des Leistungsbedarfs der Nutzgruppe „nach Hause“ genutzt werden.

Basierend auf den beiden ausgewählten Netzbereichen für die Leitungen LTG1124 und LTG0513 wird die Problematik und Notwendigkeit der Ermittlung des idealen Verhältnisses zwischen der PV-Erzeugung und dem Leistungsbedarf der E-Mobilität für jede Zelle aufgezeigt. Neben der starken Differenz zwischen den Verhältnissen, welche im Sommer und jenen welche im Winter auftreten, spielt auch die Interaktion der Lastflüsse eine bedeutende Rolle für die Leitungsauslastungen. Aufgrund der Interaktion der Lastflüsse zwischen den Zellen können eine Vielzahl an Möglichkeiten unterschiedlicher Verhältnisse der PV-Durchdringung sowie EV-Durchdringungen auf Zellenebene zur Vermeidung von Überlastungen führen. Wobei im Rahmen der EV-Durchdringung die Nutzergruppen, aufgrund des zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftretenden Leistungsbedarfs, auch getrennt voneinander betrachtet werden müssen. Dabei ist zu unterscheiden ob die E-Mobilität zur Reduktion der PV-Erzeugung genutzt oder ob die E-Mobilität aufgrund von Überlastungen reduziert werden

soll. Am Beispiel der Leitung LTG1124 könnte dies bedeuten, dass zur Reduktion des Leistungsüberschusses des PV-Potentials die EV-Durchdringung der Nutzergruppen „Arbeit-privat“ und „Arbeit-dienst“ erhöht, während die EV-Durchdringungen der Nutzergruppen „Erledigung“, „Einkauf“ und „nach Hause“, welche die Überlastungen im Winter hervorrufen reduziert werden. Hierbei kann wiederum die EV-Durchdringung jeder Nutzergruppe beliebig gewählt werden, sodass beispielsweise die Nutzergruppe „Einkauf“ in den entsprechenden Zellen stärker reduziert, während der Ausbau der Ladeinfrastruktur der Nutzergruppe „nach Hause“ gefördert wird.

Die Analyse der Interaktion der Lastflüsse zeigt, dass der in einer Leitung auftretende Lastfluss von den entstehenden Leistungsbedarfen bzw. –überschüssen eines definierten Netzbereichs abhängig ist. Dies bedeutet, dass der maximale Lastfluss, der in einer Leitung auftreten darf, der limitierende Faktor für die Netto-Leistungsbilanz des betrachteten Netzbereichs darstellt. Daher kann die tatsächliche Verteilung, welcher Anteil des Lastflusses in welcher Zelle entsteht, individuell an weitere netztechnische Faktoren (z.B. örtliche Gegebenheiten, Entfernung und Leistung des Netzanschlusspunktes), welche im Rahmen der Netzplanung berücksichtigt werden müssen, angepasst werden. Diese Analyse ermöglicht somit für die zukünftige Netzplanung die Abschätzung der Größenordnung bezüglich PV-Erzeugung sowie Leistungsbedarf der E-Mobilität, welche in bestimmte Netzbereiche integriert werden können.

5.5 Energietechnische Betrachtung

Für die energietechnische Betrachtung werden für das Gesamtsystem sowie für die Zellenebene die in Kapitel 4.4 beschriebenen Kennzahlen ermittelt, umso die Deckung des Leistungs- bzw. Energiebedarfs der E-Mobilität durch die Nutzung von PV-Potenzialen zu analysieren. Wie bereits erwähnt, soll zukünftig auch der bestehende Verbrauch aus erneuerbaren Energien versorgt werden, um das Ziel der Reduktion der Treibhausgase zu erreichen. Aus diesem Grund wird zusätzlich der bestehende Verbrauch zur Ermittlung der Kennzahlen berücksichtigt. Neben der Ermittlung der Residuallast, Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil für die unterschiedlichen Szenarien der Ladestrategie 1, wird der Einfluss der Ladestrategie auf den Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil für die Worst-Case Wochen bestimmt.

Bei der energietechnischen Betrachtung wird das elektrische zellbasierte Netzmodell nicht berücksichtigt. Zudem werden die bestehenden Verbräuche und Erzeugungen der 30 kV- und 5 kV-Spannungsebene zusammengefasst. Dies bedeutet die synthetischen Ladelastprofile, Erzeugungsprofile der PV-Potenziale sowie die Last- und Erzeugungsprofile werden unabhängig vom elektrischen Netz betrachtet und analysiert. Somit entspricht die

Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems nicht exakt jener Jahresdauerlinie des 110 kV/30 kV-Transformators, welche aus den Lastflussberechnungen erhalten wird.

5.5.1 Residuallast

Die Ermittlung der Residuallast erfolgt entsprechend der in Kapitel 4.4 beschriebenen Formel (4-10) und dient der Ermittlung der Einflüsse einer steigenden E-Mobilität bzw. Nutzung des PV-Potenzials auf den Leistungsüberschuss bzw. Leistungsbedarf auf Zellenebene sowie auf das Gesamtsystem. Die Residuallast ist abhängig von dem in der Zelle bzw. im Gesamtsystem herrschenden Netto-Leistungsbilanzen, weshalb der Verlauf der Residuallast durch die nachgefragte Leistung (Verbrauch und E-Mobilität) und dem erzeugten PV-Potenzial der Zelle bzw. des Gesamtsystems beeinflusst wird. Da jedoch bei steigender PV- oder EV-Durchdringung Analogien zwischen den geordneten Jahresdauerlinien der Residuallast des Gesamtsystems mit jenen auf Zellenebene vorliegen, wird nachfolgend lediglich das Gesamtsystem betrachtet.

Wie in Abbildung 5-53 für eine steigende PV-Durchdringung und ohne Berücksichtigung der E-Mobilität (EV-Durchdringung = 0%) anhand der geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems zu sehen, nimmt die positive Residuallast (Leistungsbedarf) mit zunehmender PV-Durchdringung ab, während die negative Residuallast (Leistungsüberschuss) steigt. Durch eine steigende PV-Durchdringung wird die Dauer der negativen Residuallast bei einer Durchdringung von 100% PV von 33 Stunden im „Status Quo“ auf 2.173 Stunden erhöht. Die negative Residuallast im „Status Quo“ wird durch die bestehenden PV-Anlagen sowie durch das Wasserkraftwerk verursacht. Die positive Residuallast wird durch eine Erhöhung der Nutzung des PV-Potenzials jedoch nur geringfügig gesenkt und beträgt durchschnittlich 9,17 MW bei einer Durchdringung von 100% PV. Währenddessen steigt der Spitzenwert der negativen Residuallast von -2,80 MW im „Status Quo“ auf -92,87 MW bei einer Durchdringung von 100% PV. Diese Erhöhung der negativen Residuallast führt wiederum zu den in der netztechnischen Betrachtung (Kapitel 5.3.2) beschriebenen Überlastungen des 110 kV/30 kV-Transformators, welche ab Durchdringungen von 60% PV auftreten.

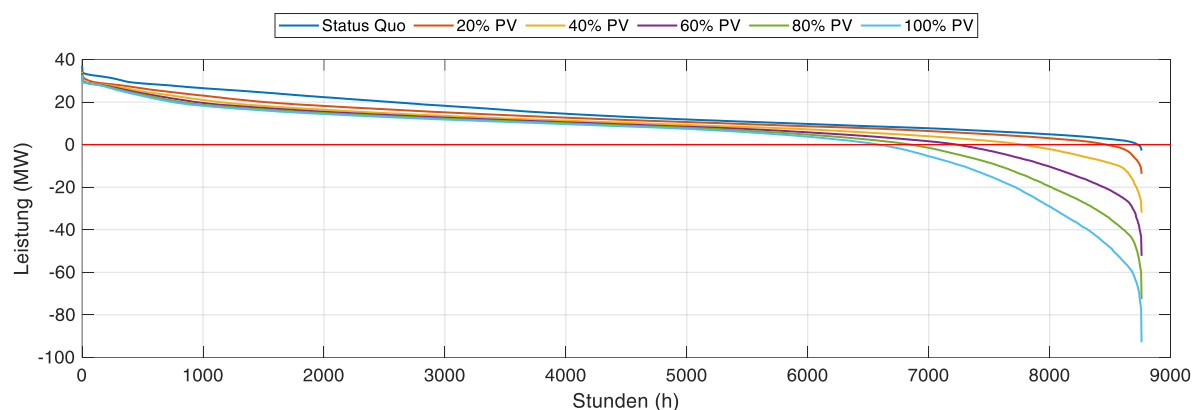


Abbildung 5-53: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems bei steigender PV-Durchdringung (EV-Durchdringung = 0%)

Anhand der Abbildung 5-54 ist die Reduktion der positiven sowie der Anstieg der negativen Residuallast durch den Vergleich des Verlaufs der Residuallast für den „Status Quo“ mit dem Szenario bei einer Durchdringung von 100% PV ohne Berücksichtigung der E-Mobilität (EV-Durchdringung = 0%) in Abhängigkeit der Jahreszeit erkennbar. Wie zu erwarten, treten die hohen negativen Residuallasten hauptsächlich im Sommer auf, wobei auch im Winter die hohen PV-Einspeisespitzen vereinzelt zu negativen Residuallasten mit Spitzen von über -40 MW führen können. Da keine netztechnischen Parameter zur Bestimmung der Residuallast berücksichtigt werden, kann anhand dieser Betrachtung jedoch nicht direkt auf Überlastungen und deren zeitliches auftreten geschlossen werden.

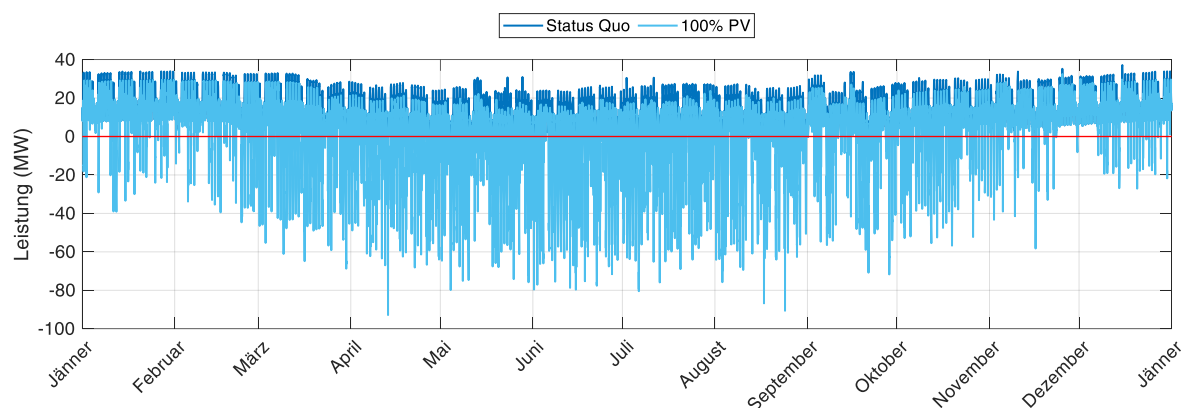


Abbildung 5-54: Verlauf der Residuallast des Gesamtsystems für den Status Quo und eine Durchdringung von 100% PV (EV-Durchdringung = 0%)

Bevor der Einfluss einer steigenden EV-Durchdringung auf die Residuallast näher betrachtet wird, erfolgt der Vergleich der geordneten Jahresdauerlinien der unterschiedlichen Nutzerverhalten sowie der Einfluss steigender Ladeleistung. Hierzu zeigt Abbildung 5-55 die geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems für eine Durchdringung von 100% EV für die Nutzerverhalten A, B und C und eine Ladeleistung von jeweils 3,7 kW und 11 kW bei Ladestrategie 1 und ohne Berücksichtigung der Nutzung des PV-Potenzials (PV-Durchdringung = 0%). Wie bereits im Kapitel 5.2.2 anhand des synthetischen

Ladeprofil für eine ausgewählte Woche demonstriert, besitzt das Nutzerverhalten A die höchsten Lastspitzen welche, wie in Abbildung 5-55 zu sehen, auch zu den höchsten positiven Residuallasten führen. Zudem ist zu erkennen, dass eine steigende Ladeleistung nur einen geringen Einfluss auf die Zunahme der positiven Residuallast und somit auf den Leistungsbedarf besitzt. Der geringe Effekt auf die geordnete Jahresdauerlinie basiert auf der Tatsache, dass die Erhöhung der Ladeleistung einerseits zu einer Zunahme des Leistungsbedarfs der E-Mobilität und andererseits, zu einem anderen Zeitpunkt, zu einer Abnahme des Leistungsbedarfs führt. Auch bei einer weiteren Erhöhung der Ladeleistung auf 22 kW bzw. 44 kW gleichen sich Leistungsanstieg und -abnahme annähernd aus, weshalb für die geordnete Jahresdauerlinie ebenfalls kein merklicher Anstieg der Residuallast erkennbar ist. Die grafische Darstellung der Residuallast je Nutzerverhalten bei steigender Ladeleistung ist der im Anhang befindlichen Abbildung 9-15 zu entnehmen.

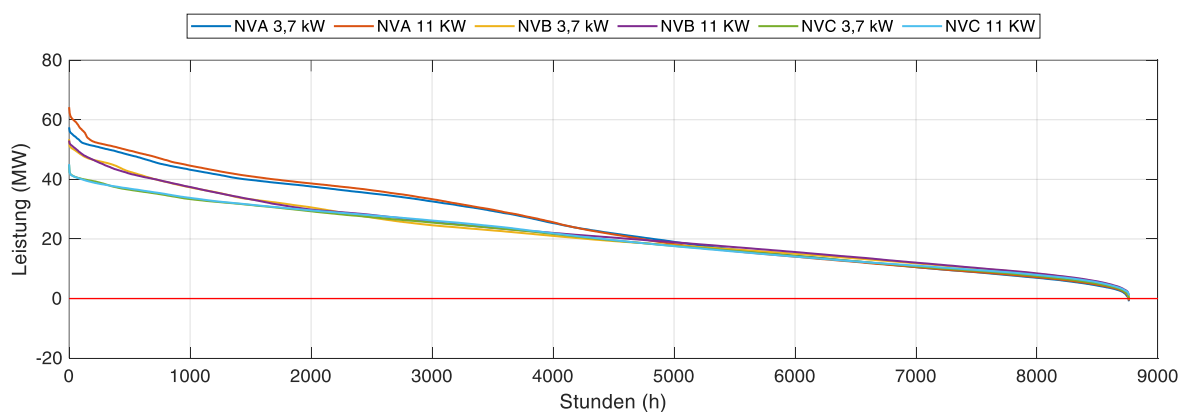


Abbildung 5-55: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems bei steigender Ladeleistung für eine Durchdringung von 100% EV für NVB und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%)

Wie anhand der Abbildung 5-56 für die geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems bei einer steigenden EV-Durchdringung für das Nutzerverhalten A, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW und ohne Berücksichtigung der Nutzung des PV-Potenzials (PV-Durchdringung = 0%), zu sehen, steigt die Residuallast mit zunehmender EV-Durchdringung an. Der maximale Leistungsbedarf steigt von 37,18 MW im „Status Quo“ auf 57,46 MW bei einer Durchdringung von 100% EV an. Die hohen positiven Residuallasten treten im Vergleich zu den negativen Residuallasten, verursacht durch die PV-Einspeisespitzen, regelmäßig auf. Dies ist auf das Nutzerverhalten, welches ausschlaggebend für den Verlauf der synthetischen Ladelastprofile ist, zurückzuführen. So treten beispielsweise für das Nutzerverhalten A die hohen positiven Residuallasten hauptsächlich an Samstagen auf.

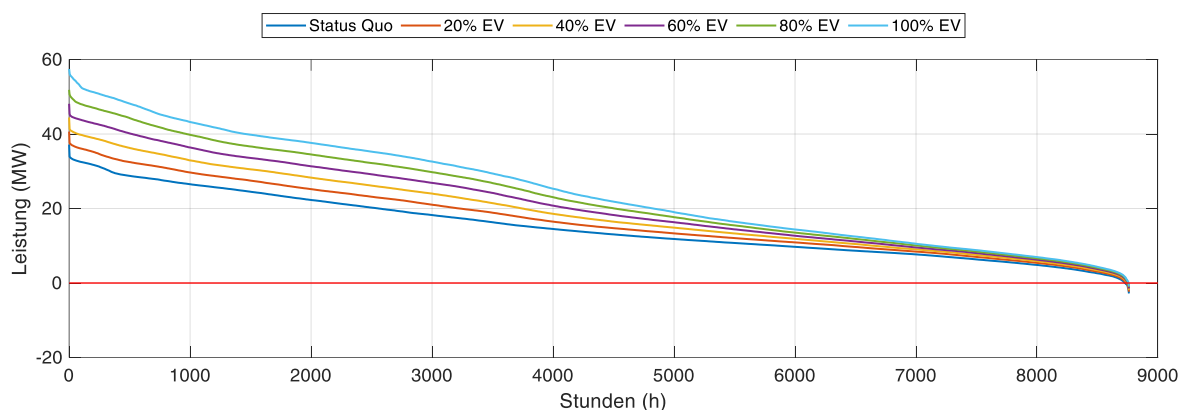


Abbildung 5-56: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems bei steigender EV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%)

Da entsprechend der Berechnung der Residuallast mit zunehmenden Leistungsbedarf, die positive Residuallast steigt und die negative geringfügig abnimmt, zeigen auch die Nutzerverhalten B und C dieselbe Charakteristik mit steigender EV-Durchdringung wie in Abbildung 5-56 für das Nutzerverhalten A dargestellt. Der Vergleich der drei Nutzerverhalten ist der im Anhang befindlichen Abbildung 9-14 zu entnehmen.

Erfolgt nun die Betrachtung einer konstanten EV-Durchdringung für eine steigende PV-Durchdringung, verschiebt sich die Residuallast der Ausgangssituation (gewählte EV-Durchdringung, PV-Durchdringung = 0%) entsprechend des Leistungsbedarfs der gewählten EV-Durchdringung in Richtung positive Residuallast. Durch einen Anstieg der PV-Durchdringung verschiebt sich die Residuallast in Richtung negative Residuallast, wobei aufgrund des vorhandenen Leistungsbedarfs der E-Mobilität im Vergleich zu den in Abbildung 5-53 dargestellten Szenarien (EV-Durchdringung = 0% bei steigender PV-Durchdringung) die negativen Residuallasten geringer sind. Ähnliches gilt für die Betrachtung einer konstanten PV-Durchdringung und einer steigenden EV-Durchdringung. Hier führt die Nutzung des PV-Potenzials wiederum zu einer Verschiebung in Richtung der negativen Residuallasten. Da die Verläufe der geordneten Jahresdauerlinie der Residuallast und deren Charakteristik bei steigender PV- bzw. EV-Durchdringung Analogien zu den beiden angeführten Beispielen (Abbildung 5-53 und Abbildung 5-56) aufweisen, ist die grafische Darstellung zweier Beispiele der im Anhang befindlichen Abbildung 9-16 zu entnehmen.

Der Vergleich der Residuallast für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für das Nutzerverhalten B, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, zweier Worst-Case Wochen, einer Winterwoche (27. Jänner bis 2. Februar) sowie einer Sommerwoche (2. bis 8. Juni), wird in Abbildung 5-57 dargestellt. Zum einen wird anhand der Abbildung 5-57 aufgezeigt, dass der Verlauf der Residuallasten sowohl im Winter als auch im Sommer von den PV-Erzeugungsprofilen bestimmt wird. Diese signifikanten Schwankungen der Residuallast sind auf die Verwendung realer Einstrahlungs- und Temperaturdaten bei der

Modellierung der PV-Erzeugungsprofile zurückzuführen, wodurch beispielsweise neben jahreszeitlichen Effekten auch die Verschattung durch Wolken berücksichtigt wird. Daher lassen sich die Witterungsverhältnisse nicht nur basierend auf den PV-Erzeugungsprofilen, sondern auch anhand der Residuallasten erkennen. Anhand des dargestellten Beispiels kann beispielsweise darauf geschlossen werden, dass der 5. Juni aufgrund der überwiegend positiven Residuallast ein bewölkter und regnerischer Tag mit geringer Sonneneinstrahlung ist, siehe Abbildung 5-57b. Zum anderen lässt sich wiederum die Charakteristik der Zunahme der positiven bzw. Abnahme der negativen Residuallast mit steigender EV-Durchdringung erkennen.

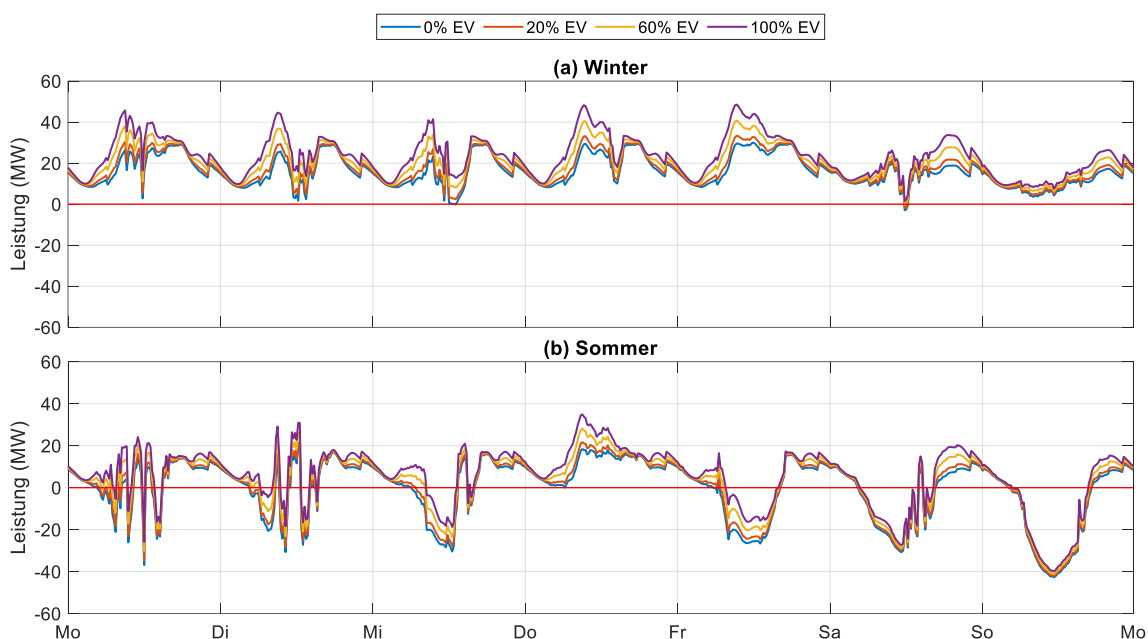


Abbildung 5-57: Residuallast des Gesamtsystems für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien für die ausgewählten Worst-Case Wochen (a) Winter: 27. Jänner bis 2. Februar 2014 (b) Sommer: 2. bis 8. Juni 2014

Der anhand des Gesamtsystems demonstrierte Einfluss der PV-Erzeugung auf den Verlauf der Residuallast ist auf Zellenebene wiederum abhängig vom Verhältnis zwischen PV-Erzeugung und dem Leistungsbedarf der E-Mobilität.

5.5.2 Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil

Anhand der Ermittlung der energietechnischen Kennzahlen für das Gesamtsystem sowie auf Zellenebene sollen die Synergieeffekte bezüglich Deckung des Energiebedarfs der E-Mobilität und des bestehenden Verbrauchs durch die Nutzung von PV-Potenzialen aufgezeigt werden. Hierfür erfolgt die Ermittlung der energietechnischen Kennzahlen, wie in Kapitel 4.4 beschrieben, entsprechend der Formeln (4-11) bis (4-13) als Jahres- sowie Tageswert.

Wie bereits erwähnt, wird im Rahmen der Ermittlung des Energieautarkiegrads, Leistungsautarkiegrads und Eigenverbrauchsanteils neben dem Energiebedarf der E-Mobilität auch der bestehende Verbrauch berücksichtigt. Obwohl die PV-Jahresenergieerzeugung für die Stadt Leoben bei einer Durchdringung von 100% 103.567 MWh beträgt, ist auch ohne Berücksichtigung der E-Mobilität keine vollständige Eigenversorgung der Stadt mittels PV-Potenzial möglich, da bereits der bestehende Verbrauch mit 181.991 MWh größer als das Potenzial ist. Deshalb ist unabhängig von der Höhe der Durchdringung des PV-Potenzials für das Gesamtsystem der Jahresenergieautarkiegrad immer kleiner eins. Während der bestehende Verbrauch sowie das PV-Potenzial und somit die PV-Energieerzeugung für alle Szenarien ident ist, hängt der Leistungs- und Energiebedarf der E-Mobilität vom Nutzerverhalten ab, siehe Kapitel 5.2.2 sowie Tabelle 9-3. Somit steigt der Energiebedarf des Gesamtsystems bei einer Durchdringung von 100% EV und einer Ladeleistung von 3,7 kW in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens um bis zu 47% (NVA) an, siehe Tabelle 5-11. Dementsprechend variiert der Jahresenergieautarkiegrad bezogen auf das Gesamtsystem ebenfalls in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens. Während der Energieautarkiegrad für eine Durchdringung von 60% PV und ohne Berücksichtigung der E-Mobilität (ohne EV) 0,34 beträgt, liegt dieser bei einer Durchdringung von 100% EV zwischen 0,23 (NVA) und 0,27 (NVB). Der Leistungsautarkiegrad liegt in derselben Größenordnung wie der Energieautarkiegrad, weshalb somit nur bis zu 28% (ohne EV) des gesamten Jahresenergiebedarfs direkt durch die lokal erzeugte PV-Energie gedeckt werden können. Der Eigenverbrauchsanteil liegt hingegen zwischen 0,83 (ohne EV) und 0,94 (NVA). Dies bedeutet, dass in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens bis zu 94% der PV-Jahresenergieerzeugung direkt verbraucht werden können.

Tabelle 5-11: Verbrauch, Energiebedarf der E-Mobilität, Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil der Stadt Leoben (Gesamtsystem) in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens bei einer Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

		Ohne EV	NVA	NVB	NVC
Verbrauch	(MWh)	181.991	181.991	181.991	181.991
EV-Bedarf	(MWh)	0	84.726	59.220	49.223
Summe	(MWh)	181.991	266.717	241.211	231.214
Anstieg Energiebedarf	(%)	0	46	32	27
Eigenautarkie	(-)	0,34	0,23	0,26	0,27
Leistungsautarkiegrad	(-)	0,28	0,22	0,24	0,24
Eigenverbrauchsanteil	(-)	0,83	0,94	0,93	0,91

Zur Visualisierung des hohen Eigeneverbrauchsanteils des Gesamtsystems bei geringem Leistungsautarkiegrad für eine Durchdringung von 60% PV dient Abbildung 5-58. Diese zeigt den Leistungsbedarf des bestehenden Verbrauchs ohne und mit E-Mobilität (EV-Durchdringung = 100%) für die unterschiedlichen Nutzerverhalten sowie das PV-Erzeugungsprofil. Des Weiteren erfolgt der Vergleich der Jahreszeiten anhand einer Worst-Case Winterwoche (20. bis 26. Jänner) sowie einer Worst-Case Sommerwoche (2. bis 8. Juni). Wie anhand der Abbildung 5-58 zu erkennen, ist die PV-Erzeugung für die dargestellte Winterwoche immer kleiner als der Leistungsbedarf, weshalb unabhängig vom Nutzerverhalten die PV-Erzeugung immer vollständig verbraucht wird. Der Energieautarkiegrad beträgt somit für die dargestellten Szenarien im Winter immer eins. Im Sommer hingegen ist einerseits der Leistungsbedarf (Verbrauch und E-Mobilität) geringer und andererseits die PV-Erzeugung deutlich höher. Analoges gilt für die Übergangszeit. Obwohl im Sommer sowie in der Übergangszeit die PV-Erzeugung nicht mehr zur Gänze direkt verbraucht werden kann, ist der Eigenverbrauchsanteil beispielsweise beim Nutzerverhalten B zu 95% größer 0,60, siehe Abbildung 5-61.

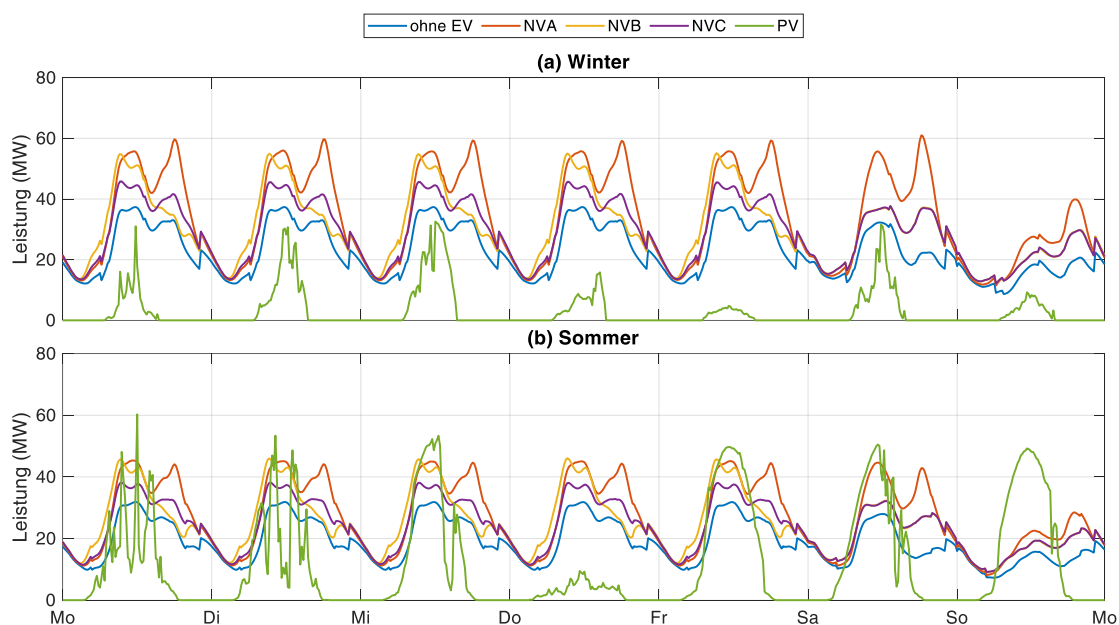


Abbildung 5-58: Leistungsbedarf (Verbrauch ohne und mit E-Mobilität bei EV-Durchdringung = 100%) für die unterschiedlichen Nutzerverhalten und PV-Erzeugungsprofil (PV-Durchdringung = 60%) des Gesamtsystems ausgewählter Worst-Case Wochen (a) Winter: 20. bis 26. Jänner 2014 (b) Sommer: 2. bis 8. Juni 2014

Der geringe Leistungsautarkiegrad ist wiederum auf den hohen Leistungs- und Energiebedarf (bestehender Verbrauch ohne und mit E-Mobilität) im Vergleich zur teilweise geringen PV-Erzeugung (Jahreszeit) zurückzuführen. Wie anhand der Abbildung 5-58 zu sehen, ist im Winter der Leistungsbedarf deutlich größer als die PV-Erzeugung. Zudem ist der Leistungsautarkiegrad beispielsweise beim Nutzerverhalten B auch im Sommer, aufgrund des Leistungsbedarfs in der Nacht, niemals größer als 0,60 (Abbildung 5-61).

Anschließend erfolgt für jedes Nutzerverhalten die Betrachtung der energietechnischen Kennzahlen auf Zellenebene. Hierfür wird wiederum das Szenario einer Durchdringung von 60% PV und 100% EV, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, herangezogen. Während ident zur Betrachtung des Gesamtsystems der bestehende Verbrauch sowie das PV-Potenzial und somit die PV-Energieerzeugung auf Zellenebene für alle Nutzerverhalten konstant sind, ändert sich wiederum der Energiebedarf der E-Mobilität in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens, siehe dazu Kapitel 5.2.2 sowie Tabelle 9-3. Dies bedeutet, dass sich der Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil für dieselbe Zelle bei unterschiedlichen Nutzerverhalten wesentlich unterscheiden können und ein direkter Vergleich der unterschiedlichen Nutzerverhalten, aufgrund der des vom Nutzerverhalten abhängigen Leistungs- bzw. Energiebedarfs, nicht möglich ist. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit zu Demonstrationszwecken das Nutzerverhalten B herangezogen, während sich die Ergebnisse auf Zellenebene der beiden anderen Nutzerverhalten lediglich im Anhang befinden. Demzufolge sind die Ergebnisse der Ermittlung der Jahreswerte für den Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad sowie den Eigenverbrauchsanteil basierend auf dem Szenario einer Durchdringung von 60% PV und 100% EV, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, für alle Nutzerverhalten (NVA, NVB und NVC) der im Anhang befindlichen Tabelle 9-5 zu entnehmen. Zudem befindet sich im Anhang auch die grafische Auswertung der energietechnischen Kennzahlen auf Zellenebene für alle Nutzerverhalten, siehe Abbildung 9-17 und Abbildung 9-18.

Wie der im Anhang befindlichen Tabelle 9-5 zu entnehmen, variiert der Energieautarkiegrad für das Nutzerverhalten B zwischen 0,03 in Zelle 10 und 2,07 in Zelle 12, wobei in 17 von 26 Zellen der Energieautarkiegrad kleiner 0,5 ist. Dies bedeutet, dass in diesen Zellen weniger als 50% des Jahresenergiebedarfs (Verbrauch und E-Mobilität) durch die PV-Energieerzeugung gedeckt werden können. Wie anhand der Abbildung 5-59 zu erkennen, wird in den Zellen 12, 22 und 26 ein Energieautarkiegrad größer eins erreicht, weshalb sich diese Zellen innerhalb des Betrachtungszeitraumes von einem Jahr theoretisch selbst versorgen könnten. Da jedoch stets eine Differenz zwischen nachgefragter Leistung (Verbrauch und E-Mobilität) und dem erzeugten PV-Potenzial herrscht (Residuallast ist ungleich Null, siehe Kapitel 5.5.1), wird in der Realität ohne Nutzung von geeigneten Speichersystemen eine vollständige Eigenversorgung der Zellen nicht erreicht.

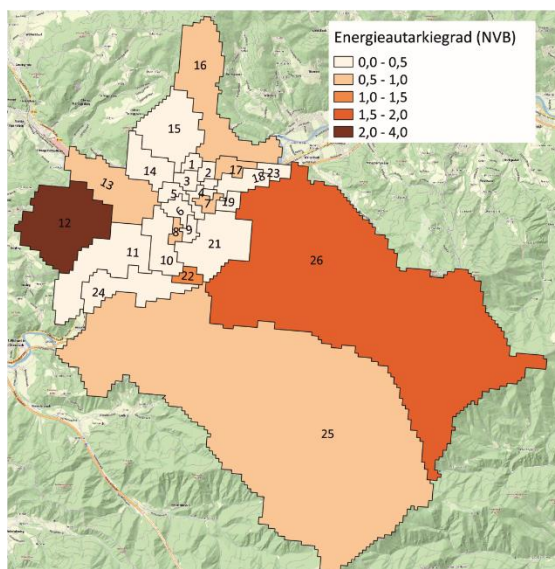


Abbildung 5-59: Energieautarkiegrad (Jahreswert) für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellenebene für die Stadt Leoben

Wie in Abbildung 5-60a zu sehen, ist der Leistungsautarkiegrad für das Nutzerverhalten B in allen Zellen kleiner 0,6. Die Detailbetrachtung zeigt, dass der Leistungsautarkiegrad zwischen 0,03 (Zelle 10) und 0,44 (Zelle 12, 17, 22, 26) liegt, siehe Tabelle 9-5. Da der Leistungsautarkiegrad den Anteil der Energie, der direkt mit der lokalen PV-Erzeugung gedeckt werden kann, bezogen auf den gesamten Jahresenergiebedarf (Verbrauch und E-Mobilität) beschreibt, wird anhand dieser Kennzahl die Differenz zwischen dem zeitlichen Auftreten der nachgefragten Leistung (Verbrauch und E-Mobilität) und dem erzeugten PV-Potenzial verdeutlicht. Dementsprechend werden beispielsweise in Zelle 12 nur 44% des Jahresenergiebedarfs (Verbrauch und E-Mobilität) direkt durch die PV-Erzeugung gedeckt, obwohl der Energieautarkiegrad 2,07 beträgt und somit in dieser Zelle doppelt so viel Energie erzeugt als verbraucht wird. Währenddessen variiert der Eigenverbrauchsanteil zwischen 0,21 in Zelle 12 und 1,00 in Zelle 10, wobei in 10 Zellen ein Energieautarkiegrad größer 0,90 erreicht wird, siehe Tabelle 9-5. Die grafische Darstellung des Eigenverbrauchsanteils ist Abbildung 5-60b zu entnehmen.

Der Eigenverbrauchsanteil von 1,00 in Zelle 10 bedeutet, dass die PV-Jahresenergieerzeugung vollständig zur Deckung des Jahresenergiebedarfs genutzt werden kann. Die vollständige Nutzung der PV-Jahresenergieerzeugung ist anhand des geringen Energieautarkiegrads der Zelle 10 von 0,03 auf die geringe PV-Jahresenergieerzeugung im Vergleich zum Jahresenergiebedarf (Verbrauch und E-Mobilität) der Zelle zurückzuführen. Prinzipiell gilt, je kleiner der Energieautarkiegrad, desto höher ist der Jahresenergiebedarf (Verbrauch und E-Mobilität) der Zelle im Vergleich zur PV-Jahresenergieerzeugung.

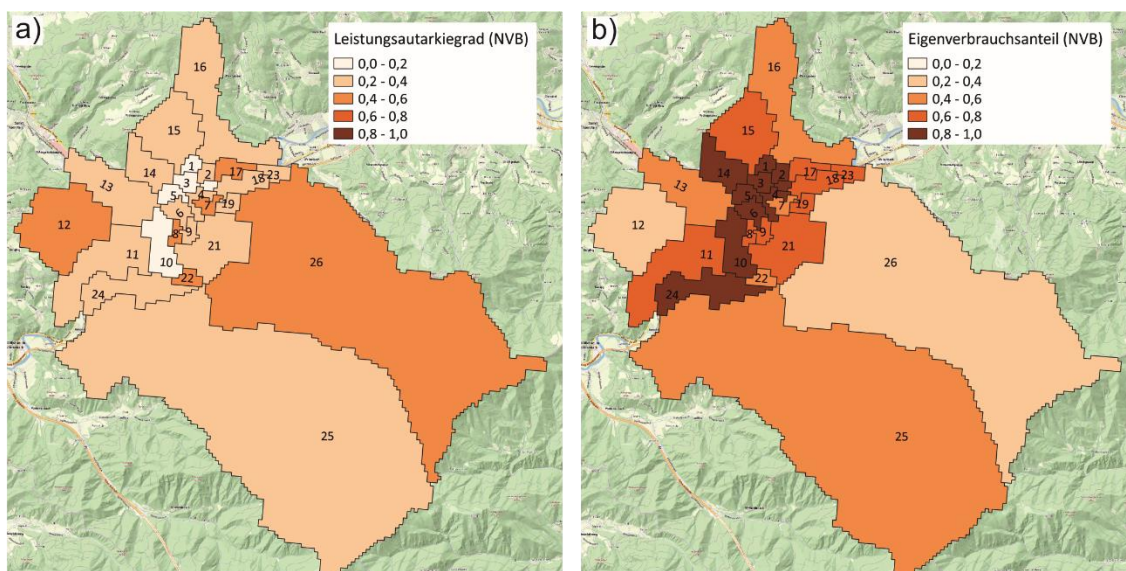


Abbildung 5-60: (a) Leistungsautarkiegrad (Jahreswert) und (b) Eigenverbrauchsanteil (Jahreswert) bei einer Durchdringung von 60% PV und 100% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellebene für die Stadt Leoben

Trotz des Wissens aus der netztechnischen Betrachtung, dass sowohl eine Durchdringung von 60% PV als auch eine Durchdringung von 100% EV unabhängig vom Nutzerverhalten zu Überlastungen führt, ist ein direkter Rückschluss auf die mögliche Netzbelastung anhand des Energieautarkiegrads, Leistungsautarkiegrads und Eigenverbrauchsanteils nicht möglich. Es können lediglich Netzbereiche identifiziert werden, in denen Energiebedarf oder -überschuss für den Betrachtungszeitraum von einem Jahr auftritt.

Einfluss der Jahreszeit auf die energietechnischen Kennzahlen

Da im Rahmen der Modellierung der Lastprofile, für den bestehenden Verbrauch sowie der synthetischen Ladeprofile für die E-Mobilität, die Jahreszeiten berücksichtigt werden, variiert der Energiebedarf des Gesamtsystems sowie der Zellen. Zudem unterliegt die PV-Erzeugung aufgrund der Nutzung von realen Einstrahlungs- und Temperaturdaten jahreszeitlichen Einflüssen. Durch die Abhängigkeit des Energiebedarfs der E-Mobilität sowie der PV-Erzeugung von der Jahreszeit, werden die energietechnischen Kennzahlen ebenfalls von der Jahreszeit beeinflusst. Daher wird neben der Betrachtung der Jahreswerte, auch eine Ermittlung des Energieautarkiegrads, Leistungsautarkiegrads und Eigenverbrauchsanteils für Tageswerte durchgeführt. Hierfür sind in Abbildung 5-61 wiederum für das Gesamtsystem bei einer Durchdringung von 60% PV und 100% EV für das Nutzerverhalten B, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, der Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil pro Tag dargestellt. Wie bereits in Kapitel 5.3.4 anhand des in Abbildung 5-39 dargestellten PV-Erzeugungsprofils für einen (a) Worst-Case Wintertag und (b) Worst-Case Sommertag aufgezeigt, ist die PV-Energieerzeugung im Sommer höher als im Winter. Der Energiebedarf des bestehenden Verbrauchs sowie der E-Mobilität verhält sich

invers. Neben einem Leistungsanstieg des PV-Erzeugungsprofils, wird im Sommer aufgrund der längeren Sonnenstunden auch über einen längeren Zeitraum Energie erzeugt. Aufgrund der höheren PV-Energieerzeugung bei geringerem Energiebedarf sind der Energieautarkiegrad und Leistungsautarkiegrad im Sommer höher als im Winter, während der Eigenverbrauchsanteil im Sommer kleiner wird. Neben der Abhängigkeit der Jahreszeit sind zudem in der Abbildung 5-61 signifikante Tagesschwankungen erkennbar, welche auf die Einstrahlungs- und Temperaturdaten, welche neben den Dachflächen zu den Basisdaten für die Modellierung der PV-Erzeugungsprofile zählen, zurückzuführen sind.

Wie in Abbildung 5-61 zu sehen, schwankt der Energieautarkiegrad zwischen 0,01 und 1,21. Der geringe Jahreswert von 0,26 im Vergleich zum Tageshöchstwert ist auf den geringen Anteil des Energieautarkiegrads, welche einen hohen Wert aufweisen, zurückzuführen. So werden beispielsweise nur an 18 bzw. an 83 von 365 Tagen Energieautarkiegrade größer 0,06 bzw. 0,04 erreicht. Der Leistungsautarkiegrad variiert je nach Tag und Jahreszeit zwischen 0,01 und 0,60 bei einem Jahreswert von 0,24. Obwohl der Eigenverbrauchsanteil zwischen 0,41 und 1,00 schwankt, ergibt sich ein Eigenverbrauchsanteil bezogen auf ein Jahr von 0,92. Der hohe Eigenverbrauchsanteil ist wiederum auf die geringe Anzahl der Tage mit geringem Eigenverbrauchsanteil zurückzuführen, da beispielsweise lediglich an 35 Tagen im Jahr der Eigenverbrauchsanteil kleiner 0,80 ist.



Abbildung 5-61: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV (NVB) bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für das Gesamtsystem (Tageswerte)

Da durch die signifikanten Tagesschwanken ein Vergleich eines ausgewählten Sommer- und Wintertages nur erschwert möglich ist, wird basierend auf den Tageskomponenten ein Mittelwert für alle drei Jahreszeiten (Winter, Übergang und Sommer) gebildet umso den jahreszeitlichen Effekt auf die energietechnischen Kennzahlen analysieren zu können.

Der Vergleich des jahreszeitlichen Einflusses auf den Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil basiert auf dem Szenario mit einer Durchdringung 60% PV und 100% EV für das Nutzerverhalten B, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW und Ladestrategie 1. Wie anhand der Abbildung 5-62 zu erkennen, steigt je nach Zelle und des dort vorliegenden durchschnittlichen Energieautarkiegrads im Winter, der Durchschnitt im Sommer mindestens um den Faktor 2,4 an. Während im Sommer ein Energieüberschuss und somit ein Energieautarkiegrad größer eins in acht Zellen erreicht wird, ist dies im Winter lediglich noch in Zelle 12 und 26 möglich.

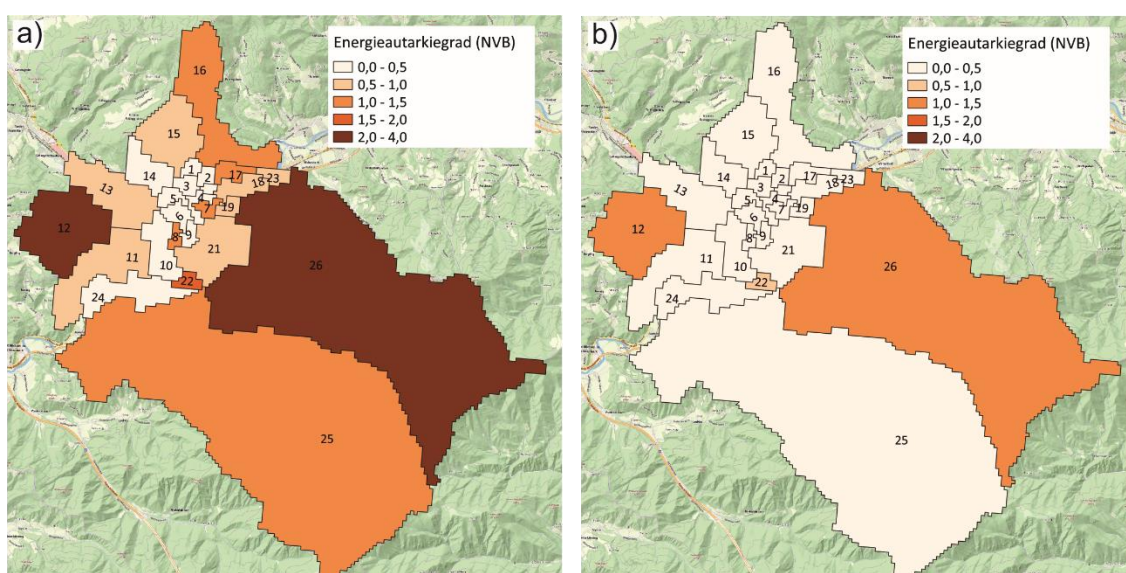


Abbildung 5-62: Vergleich Energieautarkiegrad (Mittelwert) im (a) Sommer und (b) Winter für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellebene für die Stadt Leoben

Der durchschnittliche Leistungsautarkiegrad im Winter steigt in Abhängigkeit der Zelle im Sommer um mindestens 50% an, siehe Abbildung 5-63. Somit wird im Sommer ein höherer Anteil des Energiebedarfs (Verbrauch und E-Mobilität) direkt durch die PV-Erzeugung gedeckt als im Winter. Es muss jedoch zwischen dem Anteil des Energiebedarfs sowie der Energiemenge die direkt gedeckt werden kann unterschieden werden. Ein höherer Anteil muss nicht zwingend einer höheren Energiemenge entsprechen und umgekehrt. Dies basiert auf der Tatsache, dass beispielsweise im Sommer im Vergleich zum Winter die PV-Erzeugung zunimmt, während der Energiebedarf (Verbrauch und E-Mobilität) abnimmt.

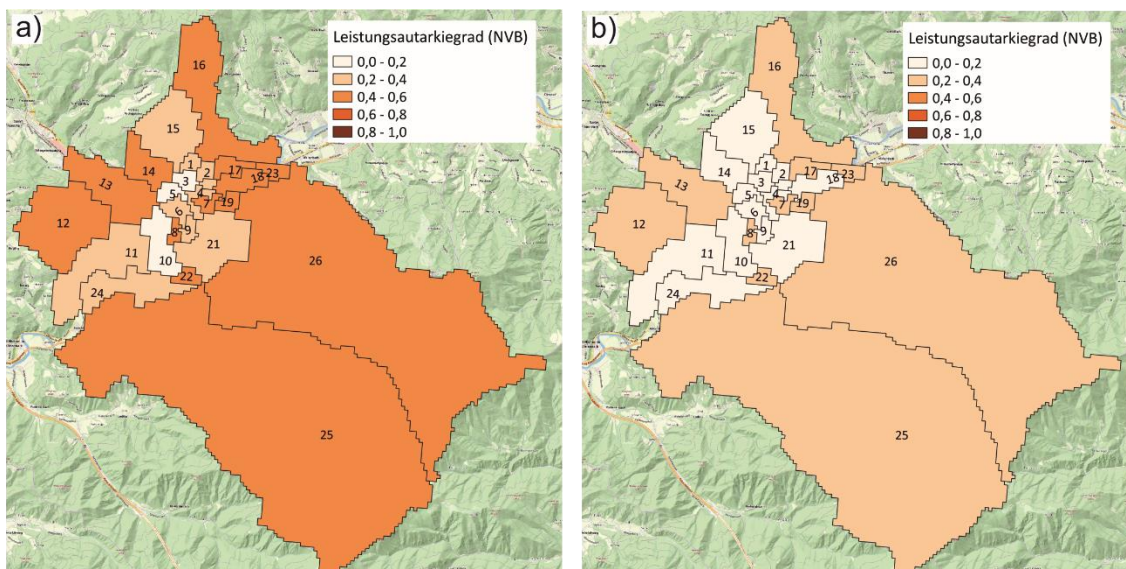


Abbildung 5-63: Vergleich Leistungsautarkiegrad (Mittelwert) im (a) Sommer und (b) Winter für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellebene für die Stadt Leoben

Wie anhand der Abbildung 5-64 zu erkennen, sinkt aufgrund der höheren PV-Energieerzeugung bei geringerem Energiebedarf der durchschnittliche Eigenverbrauchsanteil im Sommer je nach Zelle bis auf die Hälfte des Eigenverbrauchsanteils im Winter. In Zelle 10 bleibt der Eigenverbrauchsanteil aufgrund des hohen Energiebedarfs im Vergleich zur geringen PV-Energieerzeugung (EAG = 0,03) für Sommer und Winter mit 1,00 unverändert. Wie bereits anhand des Leistungsautarkiegrads erläutert, ist der Rückschluss, dass durch einen höheren Eigenverbrauchsanteil auf eine höhere Energiemenge die von der PV-Energieerzeugung direkt genutzt werden kann, nicht möglich.

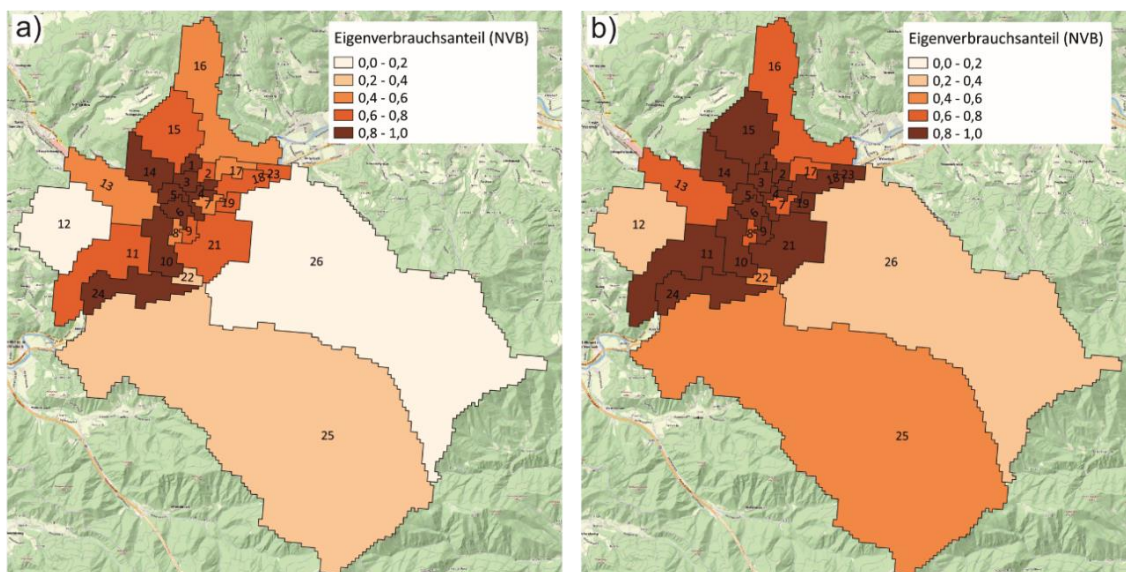


Abbildung 5-64: Vergleich Eigenverbrauchsanteil (Mittelwert) im (a) Sommer und (b) Winter für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellebene für die Stadt Leoben

Wie bereits erwähnt, ist der Energieautarkiegrad (Abbildung 5-62) sowie der Leistungsautarkiegrad (Abbildung 5-63) im Sommer höher als im Winter, während sich der Eigenverbrauchsanteil (Abbildung 5-64) genau umgekehrt verhält. Der Vergleich der durchschnittlichen energietechnischen Kennzahlen der beiden anderen Nutzerverhalten (NVA und NVC) zeigt dieselbe Charakteristik. Dementsprechend nehmen auch bei den anderen Nutzerverhalten im Sommer der Energieautarkiegrad bzw. Leistungsautarkiegrad im Vergleich zum Winter zu, während der Eigenverbrauchsanteil sinkt. Die grafische Aufbereitung aller Nutzerverhalten (NVA, NVB und NVC) für diesen Vergleich ist für den durchschnittlichen Energieautarkiegrad Abbildung 9-19, für den durchschnittlichen Leistungsautarkiegrad Abbildung 9-20 und für den durchschnittlichen Eigenverbrauchsanteil Abbildung 9-21 im Anhang zu entnehmen.

Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen

Zur Analyse der Synergieeffekte zwischen E-Mobilität sowie der Nutzung von PV-Potenzialen in Bezug auf den Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil, werden stellvertretend für die 26 Zellen der Stadt Leoben sechs Zellen ausgewählt. Hinsichtlich des Energieautarkiegrads für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, werden die Zelle 12 und 22 für die Detailbetrachtung bestimmt. Während Zelle 12 den maximalen Energieautarkiegrad für die Nutzerverhalten A und B aufweist, ist diese für die Zelle 22 beim Nutzerverhalten B 1,03. Zudem werden die Zellen 5, 11, 13 und 24 als relevant betrachtet, da diese bereits in der Diskussion zur Interaktion der Lastflüsse zwischen den Zellen (Kapitel 5.3.5) als essenziell erachtet werden. Der Energieautarkiegrad dieser Zellen ist, mit Ausnahme der Zelle 13, kleiner 0,5. Eine Übersicht des Energieautarkiegrads, Leistungsautarkiegrads sowie des Eigenverbrauchsanteils für die ausgewählten Zellen und der jeweiligen Begründung zur Auswahl sind in Tabelle 5-12 dargestellt.

Tabelle 5-12: Energieautarkiegrad (EAG), Leistungsautarkiegrad (LAG) und Eigenverbrauchsanteil (EVA) als Jahreswert der ausgewählten Zellen für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 inklusive Begründung der Auswahl

Zelle	Energieautarkiegrad			Leistungsautarkiegrad			Eigenverbrauchsanteil			Begründung Auswahl
	NVA	NVB	NVC	NVA	NVB	NVC	NVA	NVB	NVC	
5	0,13	0,13	0,14	0,13	0,12	0,13	0,98	0,99	0,99	Interaktion der Lastflüsse - LTG0513
11	0,24	0,33	0,42	0,20	0,23	0,25	0,83	0,69	0,59	Interaktion der Lastflüsse - LTG1124
12	2,19	2,07	1,52	0,45	0,44	0,35	0,21	0,21	0,23	Maximaler EAG für NVA und NVB
13	0,92	0,61	0,73	0,40	0,36	0,36	0,43	0,58	0,49	Interaktion der Lastflüsse - LTG0513
22	1,70	1,03	1,41	0,49	0,44	0,48	0,29	0,43	0,34	für NVB = 1,03
24	0,19	0,29	0,31	0,18	0,27	0,28	0,95	0,92	0,91	Interaktion der Lastflüsse - LTG1124

Zur Ermittlung des Einflusses einer steigenden PV-Erzeugung auf die energietechnischen Kennzahlen, zeigt Abbildung 5-65 den Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil bezogen auf ein Jahr, für eine steigende PV-Durchdringung bei einer Durchdringung von 60% EV für das Nutzerverhalten A bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, für ausgewählte Zellen sowie das Gesamtsystem (Ges). Wie bereits anhand des Vergleichs der durchschnittlichen energietechnischen Kennzahlen von Sommer und Winter gezeigt, nimmt mit steigender PV-Erzeugung der Energieautarkiegrad sowie der Leistungsautarkiegrad zu, während der Eigenverbrauchsanteil abnimmt. Während der Anstieg des Energieautarkiegrads entsprechend der Linearisierung des PV-Potenzials linear ansteigt, ist für den Leistungsautarkiegrad bzw. Eigenverbrauchsanteil kein linearer Zusammenhang zwischen Zu- bzw. Abnahme erkennbar. Durch den linearen Zusammenhang steigt der Energieautarkiegrad in allen Zellen ausgehend von einer Durchdringung von 20% durch Erhöhung der Durchdringung auf 100% PV um den Faktor 5 an. Der nicht lineare Zusammenhang des Leistungsautarkiegrads sowie des Eigenverbrauchsanteils ist darauf zurückzuführen, dass der Anteil des Energiebedarfs (Verbrauch und E-Mobilität) der PV-Erzeugung der direkt verbraucht werden kann mit zunehmender PV-Durchdringung nicht linear ansteigt. Zudem

können die Lastprofile des bestehenden Verbrauchs sowie der synthetischen Ladelastprofile der E-Mobilität je nach Zelle unterschiedlichste Verläufe aufweisen. Daher ist der Anstieg bzw. die Abnahme des Leistungsautarkiegrads bzw. Eigenverbrauchsanteils bei steigender PV-Durchdringung von der Zelle, also dem zu betrachteten Bilanzierungsgebiet, abhängig. So steigt beispielsweise in Zelle 5 der Leistungsautarkiegrad bei Erhöhung der PV-Durchdringung von 20% auf 100% um den Faktor 4,6, während in Zelle 13 der Leistungsautarkiegrad lediglich um den Faktor 1,6 erhöht wird. Analoges gilt für die Nutzerverhalten NVB und NVC, weshalb dieser der im Anhang befindlichen Abbildung 9-22 (NVB) und Abbildung 9-23 (NVC) zu entnehmen sind.

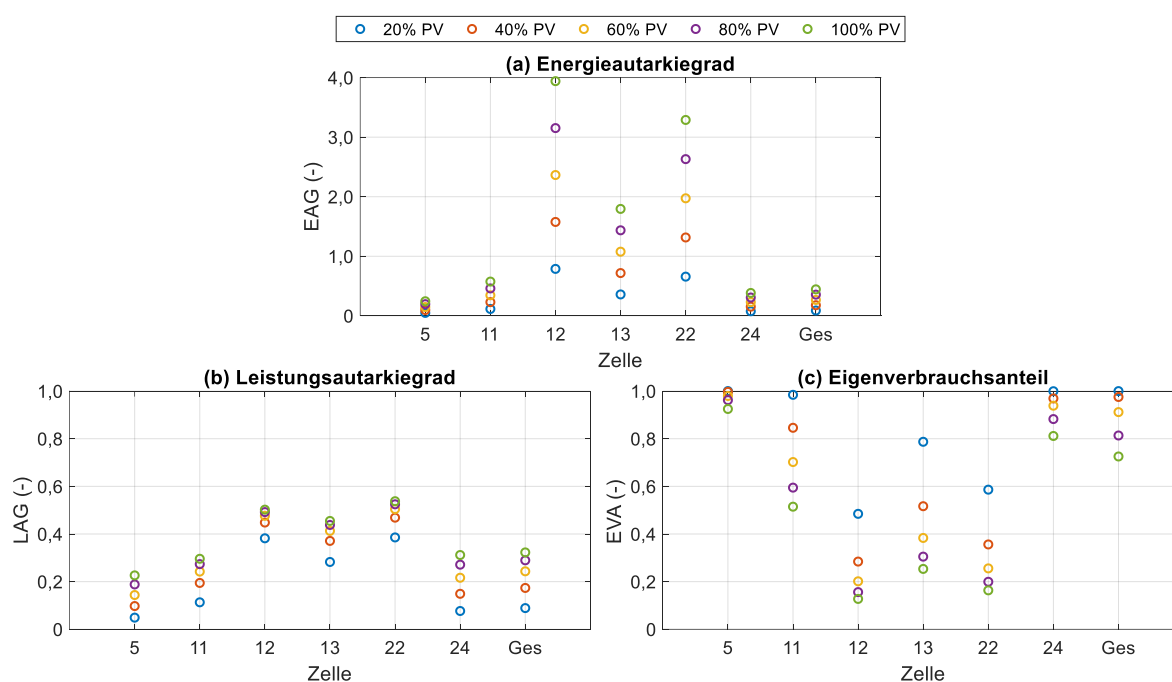


Abbildung 5-65: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% EV bei steigender PV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (Jahreswerte)

Abbildung 5-66 zeigt den Einfluss einer steigenden EV-Durchdringung, bei einer Durchdringung von 60% PV für das Nutzerverhalten B bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, für ausgewählte Zellen sowie für das Gesamtsystem auf den Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil bezogen auf ein Jahr. Während mit zunehmendem Energiebedarf der Energieautarkiegrad sowie der Leistungsautarkiegrad abnimmt, steigt der Eigenverbrauchsanteil. Da lediglich der Energiebedarf der E-Mobilität annähernd linear steigt und der Verbrauch konstant bleibt, besteht für den Anstieg des Energieautarkiegrads bei zunehmender EV-Durchdringung kein linearer Zusammenhang. Die Nutzerverhalten NVA und NVC zeigen dieselbe Charakteristik und sind der im Anhang befindlichen Abbildung 9-24 (NVA) und Abbildung 9-25 (NVC) zu entnehmen.

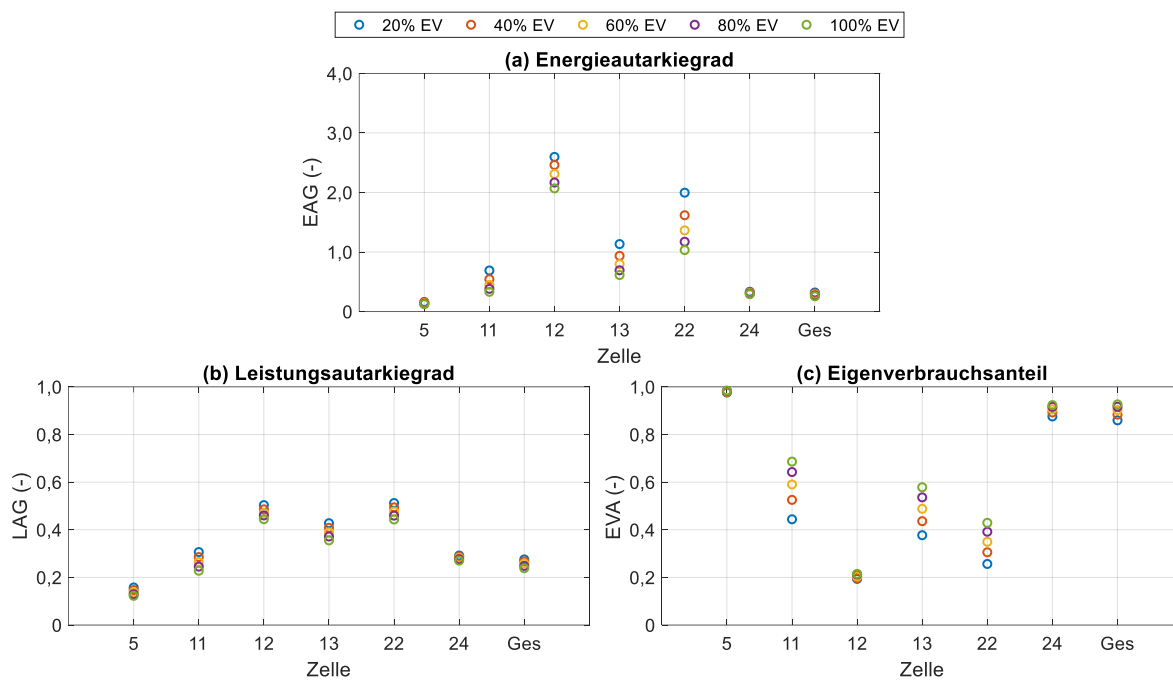


Abbildung 5-66: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (Jahreswerte)

Anhand der Analyse der Synergieeffekte wird aufgezeigt, dass mit steigender PV-Durchdringung der Energieautarkiegrad sowie der Leistungsautarkiegrad zunehmen, während der Eigenverbrauchsanteil abnimmt. Für eine steigende EV-Durchdringung weisen die energietechnischen Kennzahlen eine inverse Charakteristik auf, wobei der Einfluss der EV-Durchdringung aufgrund der Berücksichtigung des bestehenden Verbrauchs im Vergleich zur PV-Durchdringung geringer ist. Aufgrund des linearen Zusammenhangs, des Anstiegs des Energieautarkiegrads mit zunehmender PV-Durchdringung, kann der Energieautarkiegrad in Zellen, welche eine hohe PV-Energieerzeugung im Vergleich zum Energiebedarf (Verbrauch und E-Mobilität) aufweisen, rasch ansteigen. Dies bedeutet, dass beispielsweise in Zelle 5 der Energieautarkiegrad bei Erhöhung der Durchdringung von 20% PV auf 60% PV um 0,1 ansteigt, während der Energieautarkiegrad in Zelle 13 um 1,6 erhöht wird. Dieser Zusammenhang zeigt, dass neben dem bereits erwähnten optimalen Verhältnis zwischen Leistungsbedarf der E-Mobilität und PV-Erzeugungsprofil auch das energetische Optimum auf Zellenebene von Bedeutung ist.

5.5.3 Einfluss der Ladestrategie auf die energietechnischen Kennzahlen

Zur Analyse des Einflusses der Ladestrategie auf die energietechnischen Kennzahlen erfolgt ein Vergleich jener Szenarien, welche lediglich durch die Ladestrategie unterscheiden. Zudem werden die Tageswerte des Energieautarkiegrads, Leistungsautarkiegrads und Eigenverbrauchsanteils für die ermittelten Worst-Case Wochen (Kapitel 5.3.3) bestimmt. Wie

bereits im Rahmen der Ermittlung der Synergieeffekte werden für die Analyse wiederum die Zellen 5, 11, 12, 13, 22 und 24 sowie das Gesamtsystem (Ges) herangezogen.

Zum besseren Verständnis folgt an dieser Stelle erneut eine kurze Zusammenfassung der unterschiedlichen Ladestrategien, die ausführliche Beschreibung ist Kapitel 4.3.2 zu entnehmen. Im Rahmen dieser Arbeit wird, wie in Abbildung 5-67 zu sehen, zwischen drei Ladestrategien unterschieden. Neben dem Leistungsbedarf der E-Mobilität bei einer Durchdringung von 60% EV für das Nutzerverhalten B, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, ist zudem das PV-Erzeugungsprofil bei einer Durchdringung von 60% PV für den (a) 31. Jänner und dem (b) 2. Juni dargestellt. **Ladestrategie 1 (LS1)** betrachtet ungesteuertes Laden, wobei entsprechend der Verkehrsanalyse der Zeitpunkt der Ankunft dem Ladebeginn entspricht. **Ladestrategie 2 (LS2)** simuliert die Möglichkeit mit reduzierter Ladeleistung zu laden, insofern die Aufenthaltsdauer dies ermöglicht. Wie anhand der Abbildung 5-67 zu erkennen, nimmt der Leistungsbedarf der E-Mobilität bei Anwendung der Ladestrategie 2 durch die reduzierte Ladeleistung einerseits ab, steigt jedoch zu anderen Zeitpunkten aufgrund der längeren Ladedauer an. Durch die längere Ladedauer können Ladevorgänge die bei Ladestrategie 1 bereits vor Mitternacht beendet sind, bei Ladestrategie 2 erst am nächsten Tag abgeschlossen sein, weshalb eine Verschiebung des Energiebedarfs der E-Mobilität auf den nächsten Tag stattfinden kann. **Ladestrategie 3 (LS3)** verfolgt einerseits den Ansatz die Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze zu verschieben und andererseits eine Lastreduktion durch Aneinanderreihung der Ladevorgänge. Dies führt wie in Abbildung 5-67 dargestellt, einerseits zu einem Anstieg und andererseits zu einer Abnahme des Leistungsbedarfs der E-Mobilität. Wie bereits für Ladestrategie 2 erwähnt, kann auch bei Ladestrategie 3 eine Verschiebung des Energiebedarfs der E-Mobilität auf den nächsten Tag stattfinden. Diese Verschiebung basiert auf der Aneinanderreihung der Ladevorgänge zur Lastreduktion. Unabhängig von der Ladestrategie wirkt sich die Verschiebung des Energiebedarfs auf den nächsten Tag auf alle energietechnischen Kennzahlen aus, während der Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil zusätzlich vom Leistungsverlauf und dem gleichzeitig auftretenden PV-Erzeugungsprofil beeinflusst werden.

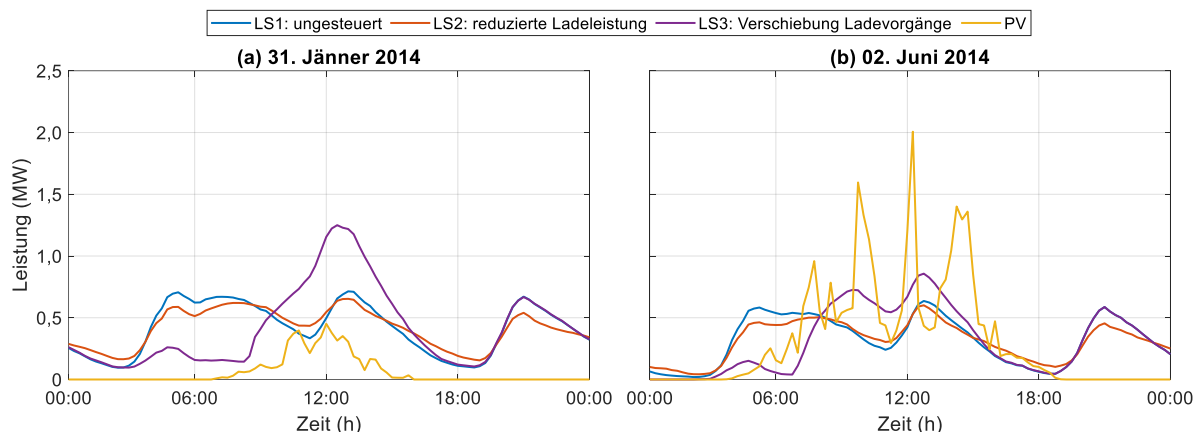


Abbildung 5-67: PV-Erzeugungsprofil (PV-Durchdringung = 60%) und synthetische Ladelastprofile (EV-Durchdringung = 60%) für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien für Zelle 5 (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014

Unabhängig von dem gewählten Szenario (PV- und EV-Durchdringung), der Worst-Case Woche oder auch der betrachteten Zelle, ist der Einfluss auf die energietechnischen Kennzahlen, wie in Abbildung 5-68 am Beispiel des Leistungsautarkiegrads für Zelle 5 und 13 für eine ausgewählte Worst-Case Sommerwoche (2. bis 8. Juni) zu sehen, gering. Der dargestellte Leistungsautarkiegrad bezieht sich auf eine Durchdringung von 60% PV und 60% EV für das Nutzerverhalten B, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW. Während für Zelle 5, mit einer Ausnahme (Sonntag), der Anschein erweckt wird, dass die Ladestrategie keinen Einfluss auf den Leistungsautarkiegrad besitzt, ist für Zelle 13 für fast jeden Wochentag ein Einfluss erkennbar.

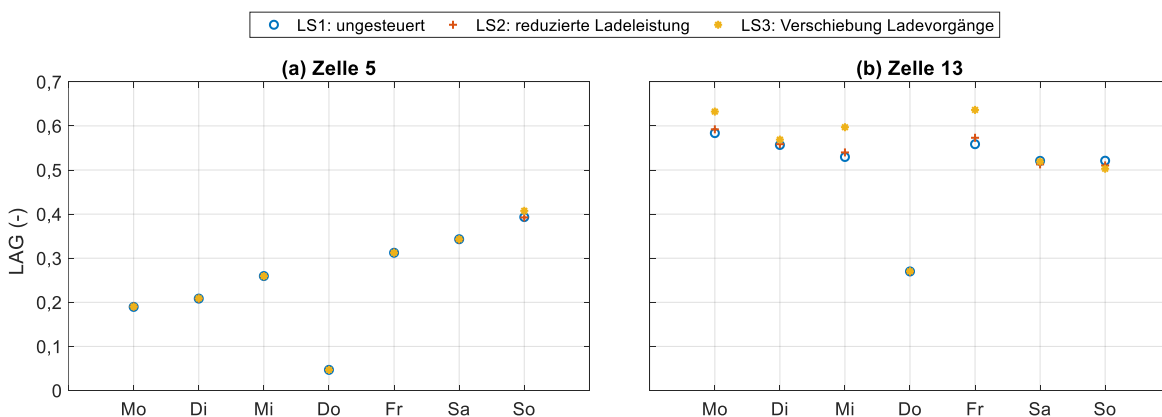


Abbildung 5-68: Vergleich der Leistungsautarkiegrad unterschiedlicher Ladestrategien für eine Durchdringung von 60% PV und 60% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung für die Worst-Case Sommerwoche: 2. bis 8. Juni 2014 (a) Zelle 5 (b) Zelle 13

Der untergeordnete Einfluss der Ladestrategie auf die energietechnischen Kennzahlen ist einerseits auf den geringen Einfluss der Ladestrategie auf das synthetische Ladelastprofil der E-Mobilität und andererseits wiederum auf den bestehenden Verbrauch, der im Rahmen der Ermittlung der energietechnischen Kennzahlen berücksichtigt wird, zurückzuführen. Da in den

meisten Zellen auch bei einer Durchdringung von 100% EV der bestehende Verbrauch überwiegt, siehe Tabelle 9-3, wird der Nutzen des gesteuerten Ladens stark reduziert.

Aufgrund der Tatsache, dass der Einfluss sehr gering ist, wird die Analyse anhand der relativen Abweichungen (x_{rel}) zweier Ladestrategien durchgeführt. Die Ermittlung der relativen Abweichung wird jeweils für den Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil für jeden Tageswert wie folgt berechnet:

$$x_{rel} = \frac{K_x - K}{K} \quad (5-1)$$

wobei K der energietechnischen Kennzahl der Ladestrategie 1 entspricht und K_x der energietechnischen Kennzahl der Ladestrategie 2 oder 3. Entsprechend der Formel (5-1) bedeuten **negative relative Abweichungen**, dass sich gesteuertes Laden im Vergleich zu ungesteuertem Laden negativ auswirkt und die energietechnische Kennzahl für gesteuertes Laden kleiner als beim ungesteuerten Laden ist. **Positive relative Abweichungen** liegen wiederum vor, wenn die energietechnischen Kennzahlen für gesteuertes Laden im Vergleich zum ungesteuerten Laden ansteigen. Für jedes Szenario bzw. jeden Vergleich wird abschließend die maximale und minimale relative Abweichung je Zelle ermittelt.

Ladestrategie 2 – reduzierte Ladeleistung

Wie anhand von Abbildung 5-69 für die maximale und minimale relative Abweichung zwischen Ladestrategie 2 und Ladestrategie 1 für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für das Nutzerverhalten B, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW, zu sehen, treten sowohl positive als auch negative relative Abweichungen auf. Die Schwankungsbreite der relativen Abweichungen ist für die drei energietechnischen Kennzahlen sehr ähnlich und beträgt für den Energieautarkiegrad 0,099 und -0,107, für den Leistungsautarkiegrad 0,122 und -0,087 sowie für den Eigenverbrauchsanteil 0,121 und -0,073. Die relative Abweichung des Energieautarkiegrads ist lediglich der Verschiebung des Energiebedarfs auf den nachfolgenden Tag verschuldet. Da die Anwendung der reduzierten Ladeleistung nur vorgenommen wird, wenn die Aufenthaltsdauer ausreicht, wird nicht immer derselbe Energiebedarf auf den nächsten Tag verschoben, weshalb positive und negative relative Abweichungen erreicht werden. Dies bedeutet, dass beispielsweise durch die Verschiebung an einem Tag für die Ladestrategie 2 mehr Energie benötigt wird als am selben Tag mit Ladestrategie 1. Durch den höheren Energiebedarf bei konstanter PV-Energieerzeugung sinkt der Energieautarkiegrad und somit wird eine negative relative Abweichung erreicht. Zusätzlich zu dieser Verschiebung des Energiebedarfs werden der Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil durch die Zu- und Abnahme des Leistungsbedarfs der E-Mobilität beeinflusst. Bei gleichbleibender PV-Energieerzeugung kann durch Anwendung der

Ladestrategie 2 der Leistungsbedarf der E-Mobilität geringfügig ansteigen, siehe Abbildung 5-67b, wodurch ein höherer Anteil am Energiebedarf direkt durch die PV-Erzeugung gedeckt werden kann, insofern ausreichend PV-Energieerzeugung vorhanden ist. Hierdurch steigt wiederum der Leistungsautarkiegrad an, wodurch eine positive relative Abweichung erreicht wird. Dasselbe gilt für den Eigenverbrauchsanteil. Für den Fall, dass nicht ausreichend PV-Erzeugung vorhanden und somit diese kleiner dem Leistungsbedarf ist, siehe Abbildung 5-67a, kann keine Erhöhung des Leistungsautarkiegrads bzw. Eigenverbrauchsanteils erreicht werden. Der Leistungsautarkiegrad kann zudem eine relative Abweichung aufgrund der Verschiebung des Energiebedarfs auf den nächsten Tag aufweisen. Da die Verschiebung des Energiebedarfs jedoch morgens bzw. abends stattfindet, hat diese keinen Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil.

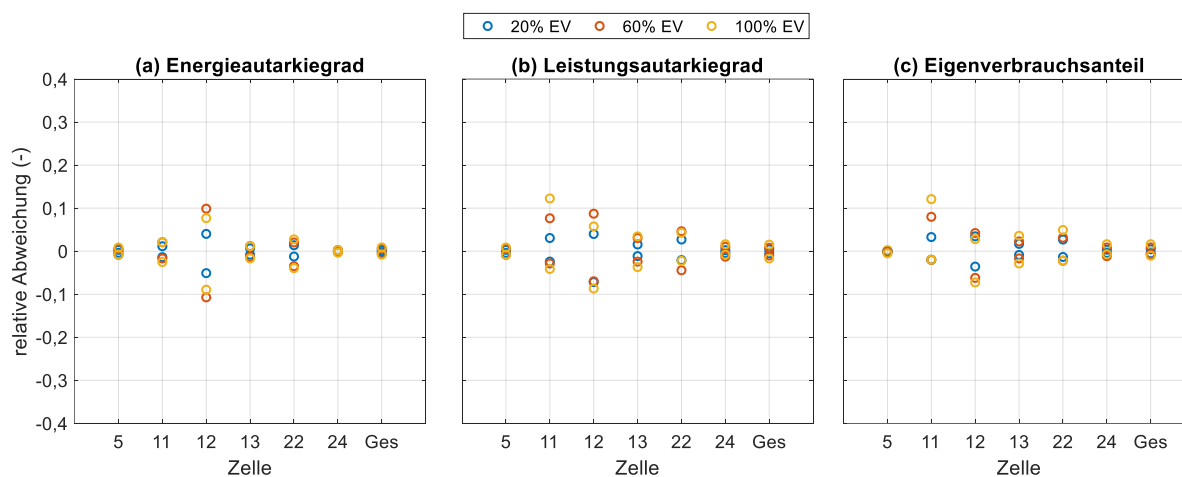


Abbildung 5-69: Maximale und minimale relative Abweichung (LS1 und LS2) für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung für ausgewählte Zellen (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad (c) Eigenverbrauchsanteil

Aufgrund des unterschiedlichen Energiebedarfs der E-Mobilität, des Anteils des Energiebedarfs zum gesamten Energiebedarf (Verbrauch und E-Mobilität) sowie der vorhandenen Nutzergruppen innerhalb einer Zelle, variiert die maximale und minimale relative Abweichung und somit der Einfluss der Ladestrategie auf die energietechnischen Kennzahlen für die einzelnen Zellen, siehe Abbildung 5-69. Mit steigender EV-Durchdringung, steigt der Energiebedarf der E-Mobilität, wodurch auch der Einfluss der Ladestrategie auf die energietechnischen Kennzahlen steigt, siehe Abbildung 5-69. Analoges gilt für die Nutzerverhalten A und C, weshalb die grafische Aufbereitung lediglich der im Anhang befindlichen Abbildung 9-26 (NVA) und Abbildung 9-27 (NVC) zu entnehmen ist.

Ladestrategie 3 – Verschiebung der Ladevorgänge

Abbildung 5-70 zeigt die maximale und minimale relative Abweichung zwischen Ladestrategie 3 und Ladestrategie 1 für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender

EV-Durchdringung für das Nutzerverhalten B, bei einer Ladeleistung von 3,7 kW. Der Schwankungsbereich liegt für den Energieautarkiegrad zwischen 0,269 und -0,202, für den Leistungsautarkiegrad zwischen 0,363 und -0,384 sowie für den Eigenverbrauchsanteil zwischen 0,350 und -0,356. Die Aneinanderreihung der Ladevorgänge zur Lastreduktion kann zu einer Verschiebung des Energiebedarfs auf den nächsten Tag führen. Wie bereits anhand der Ladestrategie 2 erklärt, werden hierdurch sowohl der Energieautarkiegrad als auch der Leistungsautarkiegrad beeinflusst. In Abbildung 5-70 ist zu erkennen, dass die Ladestrategie 3 im Vergleich zur Ladestrategie 2 einen größeren Einfluss auf den Energieautarkiegrad bzw. Leistungsautarkiegrad besitzt. Der Eigenverbrauchsanteil wird durch die Verschiebung der Energiemenge wiederum kaum beeinflusst, da diese vorwiegend nachts stattfindet. Die Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze, hat wiederum keinerlei Einfluss auf den Energieautarkiegrad, da diese nur innerhalb eines Tages stattfindet. Da aufgrund der Verschiebung ein höherer Anteil des Energiebedarfs direkt gedeckt bzw. verbraucht werden kann (Abbildung 5-67b), besitzt die Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitzen Einfluss auf die Höhe des Leistungsautarkiegrads bzw. Eigenverbrauchsanteils. Hierdurch erhöht sich wiederum der Leistungsautarkiegrad, weshalb eine positive relative Abweichung für den Vergleich der Ladestrategie 3 mit Ladestrategie 1 erreicht wird. Dasselbe gilt wiederum für den Eigenverbrauchsanteil. Durch die Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze kann ein höherer Anteil der PV-Erzeugung direkt verbraucht werden, sodass der Eigenverbrauchsanteil steigt. Die Verschiebung der Ladevorgänge kann sich jedoch auch negativ auf den Leistungsautarkiegrad bzw. Eigenverbrauchsanteil auswirken, indem aufgrund der Verschiebung eine geringere Energiemenge des Energiebedarfs (Verbrauch und E-Mobilität) direkt durch die PV-Erzeugung gedeckt, bzw. ein geringerer Anteil der PV-Erzeugung direkt verbraucht werden kann. Dies führt zur Abnahme des Leistungsautarkiegrads bzw. Eigenverbrauchsanteils und somit zu einer negativen relativen Abweichung. Findet beispielsweise an Tagen mit geringer PV-Erzeugung keine optimale Verschiebung der Ladevorgänge in die tatsächlich auftretende PV-Erzeugung statt, nimmt der Anteil des Energiebedarfs (Verbrauch und E-Mobilität) der direkt gedeckt werden kann ab, wodurch der Leistungsautarkiegrad bzw. Eigenverbrauchsanteil sinken. Zudem wird an Wintertagen oftmals bereits bei Ladestrategie 1 die PV-Erzeugung vollständig verbraucht, eine Verschiebung der Ladevorgänge führt dadurch meist zu keinen Änderungen wodurch für beide Ladestrategien ein Eigenverbrauchsanteil von eins erreicht wird und somit die relative Abweichung Null beträgt.

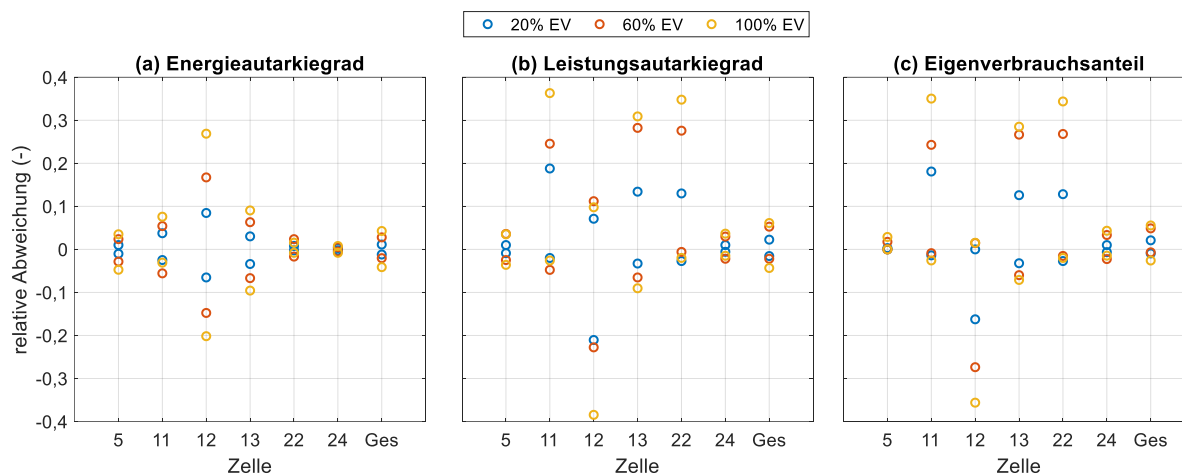


Abbildung 5-70: Maximale und minimale relative Abweichung (LS1 und LS3) für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung für ausgewählte Zellen (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad (c) Eigenverbrauchsanteil

Des Weiteren ist der Einfluss der Ladestrategie 3 auf die energietechnischen Kennzahlen vom Energiebedarf der E-Mobilität, vom Anteil des Energiebedarfs bezogen auf den gesamten Energiebedarf (Verbrauch und E-Mobilität) und von den in der Zelle vorhandenen Nutzergruppen abhängig. Dies bedeutet, je mehr Ladevorgänge in den frühen Morgenstunden stattfinden und in die PV-Einspeisespitze verlagert werden können, desto höher ist der Leistungsautarkiegrad sowie der Eigenverbrauchsanteil bei ausreichender PV-Erzeugung. Durch diese Abhängigkeit variieren die maximalen und minimalen relativen Abweichungen entsprechend Abbildung 5-70. Zudem nimmt mit steigender EV-Durchdringung wiederum der Energiebedarf der E-Mobilität zu und somit der Einfluss der Ladestrategie auf die energietechnischen Kennzahlen.

Der Vergleich der Nutzerverhalten zeigt, dass das Nutzerverhalten B den größten Einfluss der Ladestrategie auf die energietechnischen Kennzahlen aufweist. Dies basiert auf der Tatsache, dass dieses Nutzerverhalten nur die Nutzergruppen „Arbeit-privat“ und „Arbeit-dienst“ betrachtet, welche sich gut für eine Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze eignen. Das Nutzerverhalten A zeigt hingegen aufgrund der in Kapitel 5.2.1 beschriebene Dominanz der Nutzergruppen „Erledigung“ und „Einkauf“ und deren kurzen Aufenthaltsdauern den geringsten Einfluss der Ladestrategie 3 auf den Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil. Die grafische Aufbereitung der maximalen und minimalen relativen Abweichungen für das Nutzerverhalten A und C sind der im Anhang befindlichen Abbildung 9-28 (NVA) und Abbildung 9-29 (NVC) zu entnehmen.

6 DISKUSSION

Bei der Verwendung des zellulären Ansatzes zur Entwicklung eines Netzmodells besteht immer ein Kompromiss zwischen Genauigkeit, Aggregationsgrad und Rechenzeit. Durch die Aggregation des Verteilernetzes der Stadt Leoben in Energieknoten ist dieses Netzmodell nicht für eine detaillierte Netzplanung geeignet, bietet aber die Möglichkeit Synergieeffekte, welche zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen eines städtischen Verteilernetzes entstehen, qualitativ zu analysieren. Aufgrund der Eignung mit Hilfe des Netzmodells Lastflussberechnungen mit zeitlich aufgelösten Last- und Erzeugungsprofilen (15-Minuten-Werte) für einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr durchzuführen, können gefährdete Netzbereiche, saisonale Trends und Worst-Case Wochen bzw. Tage identifiziert werden. Die Definition von Worst-Case Wochen bzw. Tagen anhand von Annahmen wird somit hinfällig. Die Anwendung möglicher Gegenmaßnahmen (Lademanagement, Speichersysteme usw.) zur Reduktion der Netzbelastung können ebenfalls für einen längeren Zeitraum betrachtet und müssen nicht hochgerechnet werden. Diese Erkenntnisse dienen wiederum als Basis der notwendigen Detailbetrachtung gefährdeter Netzbereiche, welche aufgrund der Aggregation des Netzes notwendig für eine detaillierte Netzplanung ist. Zudem eignet sich der zellulare Ansatz auch ohne Netzmodell zur Betrachtung energietechnischer Synergieeffekte, welche zwischen E-Mobilität und PV-Potenzialen entstehen. Anhand von energietechnischen Kennzahlen und der Residuallast, kann der Einfluss steigender E-Mobilität bzw. Nutzung von PV-Potenzialen ermittelt bzw. analysiert werden.

Obwohl die Case-Study für die Stadt Leoben erste Synergieeffekte zwischen der E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen aufzeigt, unterliegen diese auch einigen limitierenden Faktoren. Zunächst ist die Datenbasis ein dominierender Faktor. Die realen Einstrahlungs- und Temperaturdaten [79] sowie die Datenbank für das elektrische Verteilernetz der Mittelspannungsebene der Stadt Leoben, einschließlich Verbrauchs- und Erzeugungsdaten, stammen aus dem Jahr 2014. Ein zukünftiger Anstieg des Energiebedarfs wird im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Darüber hinaus beziehen sich die verwendeten Verkehrsanalysen und statistischen Daten [28, 101, 108] auf das heutige Mobilitätsverhalten und damit hauptsächlich auf Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Neue Technologien eröffnen neue Möglichkeiten, die das Mobilitätsverhalten beeinflussen und damit verändern. Zur Modellierung der synthetischen Ladelastprofile werden die in Deutschland bis 2018 [103] zugelassenen Fahrzeuge (Batteriekapazität, durchschnittlicher Energieverbrauch und Ladeeffizienz) herangezogen. Des Weiteren liegt der Fokus der vorgestellten Case-Study auf einer netzseitigen und energietechnischen Betrachtung, d.h. es werden keine ökonomischen Faktoren berücksichtigt.

Ein weiterer zentraler limitierender Faktor ist die Wahl einer jeweils konstanten PV- und EV-Durchdringung über alle Zellen. Wie bereits erwähnt bedeutet dies, dass beispielsweise alle Zellen eine Durchdringung von 40% PV und 60% EV betrachten unabhängig von dem tatsächlich vorhandenen PV-Potenzial bzw. Energiebedarf der E-Mobilität. Hierdurch entstehen neben hohen Differenzen zwischen dem Leistungsbedarf der E-Mobilität und den PV-Erzeugungsprofil, auch hohe Differenzen der energetischen Verhältnisse. Diese führen wiederum zu den aufgezeigten Überlastungen der elektrischen Betriebsmittel. Zudem spielt auch die saisonale Komponente eine bedeutende Rolle für das richtige Zusammenspiel der E-Mobilität und der PV-Erzeugung.

Zudem sind die Annahmen, welche im Rahmen der Entwicklung der beiden Ladestrategien für gesteuertes Laden getroffen werden, als limitierender Faktor zu betrachten. Während Ladestrategie 2 für jeden Ladevorgang separat das Laden mit reduzierter Ladeleistung betrachtet, verfolgt Ladestrategie 3 einerseits die Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze und andererseits eine Aneinanderreihung der Ladevorgänge zur Lastreduktion der Abendspitze. Da vor allem die Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze im Winter zu einer steigenden Netzbelastung führt, sollte über die Möglichkeit eines Ansatzes unterschiedlicher Lademanagementstrategien in Abhängigkeit der Jahreszeit wie in Gnann et al. [15] nachgedacht werden. Die Wahl der Zeitspanne wird anhand der Spitzen in der Aufenthaltsverteilung der Fahrzeuge in Abhängigkeit der jeweiligen Nutzergruppe und Zelle sowie anhand des Auftretens der PV-Einspeisespitzen getroffen. Die beiden limitierenden Faktoren zur Wahl der Zeitspanne in die die Ladevorgänge verschoben werden können, basiert somit einerseits auf den Grenzwerten, welche zur Identifizierung der Spitzen in der Aufenthaltsverteilung der Fahrzeuge festgelegt werden und andererseits auf den durchschnittlichen Beginn und Ende der PV-Erzeugung in Abhängigkeit der Jahreszeit. Zudem wird bei Ladestrategie 3 keine Reduzierung der Ladeleistung in Betracht gezogen.

7 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In dieser Arbeit werden die Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen bei unterschiedlichen Nutzerverhalten von EV-Fahrern anhand einer Case-Study für die Stadt Leoben (Österreich) untersucht. Die Grundlage für die Ermittlung netzseitiger Synergieeffekte ist ein zellbasiertes Netzmodell. Unter Berücksichtigung einer räumlichen Einteilung der Stadt Leoben und somit des Verteilernetzes für die Mittelspannungsebene werden Last- und Produktionsprofile, synthetische Ladelastprofile für E-Mobilität und PV-Potenzialprofile ermittelt sowie in das Netzmodell integriert. Im Rahmen der Entwicklung von Szenarien werden drei unterschiedliche Nutzerverhalten definiert: Nutzerverhalten A, B und C. Beim Nutzerverhalten A werden sieben Nutzergruppen (eine Fahrt nach Hause, eine Fahrt zur Arbeit mit dem Privat- oder Dienstwagen, eine Fahrt zum Einkaufen, eine Fahrt zu einer Erledigung, eine Fahrt zu einer Freizeitaktivität und eine Fahrt zur Ausbildungsstätte) betrachtet. Während das Nutzerverhalten B lediglich die Nutzergruppen „Arbeit-privat“ und „Arbeit-dienst“ betrachtet, berücksichtigt das Nutzerverhalten C eine Kombination zwischen den Nutzergruppen: „Arbeit-privat“, „Arbeit-dienst“ und „nach Hause“. Des Weiteren betrachten die Szenarien unterschiedliche PV- und EV-Durchdringungen, Ladeleistungen (3,7 kW bis 44 kW) und Ladestrategien (ungesteuert, reduzierte Ladeleistung, Verschiebung Ladevorgänge). Für die jeweiligen Szenarien werden anschließend Lastflussberechnungen mit zeitlich aufgelösten Last- und Erzeugungsprofilen (15-Minuten-Leistungswerte) für eine Simulationsperiode von einem Jahr durchgeführt. Basierend auf den Ergebnissen aus der Lastflussberechnung werden netzseitige Auswirkungen bei steigender E-Mobilität sowie Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen ermittelt. Im Anschluss an die Analyse der Interaktion der Lastflüsse zwischen den Zellen, erfolgt die energietechnische Betrachtung basierend auf vier energietechnischen Kennzahlen: Residuallast, Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil. Anhand dieser Kennzahlen werden wiederum die Synergieeffekte ermittelt und diskutiert, wobei für den Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil einerseits ein Betrachtungszeitraum von einem Jahr und andererseits von einem Tag gewählt wird.

Netztechnische Betrachtung

Die netztechnische Betrachtung zeigt anhand der Auslastung der Leitungen sowie des 110 kV/30 kV-Transformators, dass unabhängig vom Nutzerverhalten mit zunehmender EV- und PV-Durchdringung sowie mit zunehmender Ladeleistung die Netzbelastung steigt. Dies führt einerseits zu einer steigenden Anzahl überlasteter Leitungen und andererseits zur Erhöhung der Dauer der Überlastungen der Leitungen sowie des 110 kV/30 kV-Transformators. Erste Leitungsüberlastungen treten jeweils ab

Durchdringungen von 40% PV bzw. 40% EV (für das Nutzerverhalten A bei einer Ladeleistung von 3,7 kW und Ladestrategie 1) auf. Der 110 kV/30 kV-Transformator ist jeweils ab Durchdringungen von 60% PV bzw. EV bei einer Ladeleistung von 11 kW und Ladestrategie 1 überlastet, wobei das Nutzerverhalten C ohne die Nutzung von PV-Potenzialen zu keinerlei Überlastungen führt.

Die Analyse der Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung des PV-Potenzials zeigt, dass das richtige Verhältnis zwischen PV- und EV-Durchdringung ausschlaggebend ist. Aufgrund der Wahl einer konstanten Durchdringung von EV bzw. PV über alle Zellen, können die Überlastungen nicht vollständig vermieden werden. Zudem gibt es aufgrund dieser Vorgehensweise eine Wechselwirkung zwischen positiven und negativen Synergieeffekten. Dies bedeutet, dass während eine bestimmte Kombination von PV- und EV-Durchdringung in ausgewählten Netzteilen eine Reduktion der Netzbelastung hervorruft, führt dieselbe Kombination zu einer steigenden Netzbelastung in anderen Netzbereichen. Aus diesem Grund sollte auf eine konstante Durchdringung über alle Zellen der PV- und EV-Durchdringung abgesehen und das ideale Verhältnis zwischen Leistungsbedarf der E-Mobilität und PV-Erzeugungsprofil auf Zellenebene ermittelt werden. Im Rahmen der EV-Durchdringung wird für jede Nutzergruppe und Zelle dieselbe Durchdringung zur Ermittlung des Leistungsbedarfs genutzt. Aufgrund des zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftretenden Leistungsbedarfs, könnte dies individuell angepasst werden. Dies bedeutet, dass einerseits die Durchdringungen jener Nutzergruppen (z.B. „Arbeit-privat“) erhöht werden, welche einen Beitrag zur Reduktion der Einspeisespitze leisten und andererseits die Durchdringungen jener Nutzergruppen (z.B. „Einkauf“) reduziert werden, welche zu Überlastungen beitragen. Darüber hinaus wird aufgezeigt, dass die Überlastungen aufgrund von E-Mobilität hauptsächlich im Winter hervorgerufen werden, während jene in den Monaten April, Juni und August auf die PV-Einspeisespitzen zurückzuführen sind.

Die Anwendung von gesteuertem Laden (Ladestrategie 2 und 3) besitzt ebenfalls positiven wie negativen Einfluss auf die Auslastung der Leitungen sowie auf den 110 kV/30 kV-Transformator. In Summe zeigt die Ladestrategie 3 durch die Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze sowie der Aneinanderreihung der Ladevorgänge zur Lastreduktion der Abendspitze einen größeren Einfluss auf die Netzbelastung als die Ladestrategie 2 (reduzierte Ladeleistung). Die Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze führt bei ausreichender PV-Erzeugung zur Reduktion der Netzbelastung, während beispielsweise im Winter bei geringer PV-Erzeugung die Netzbelastung steigt. Zudem zeigt der vorgestellte Vergleich einer Worst-Case Woche im Winter mit einer im Sommer die Notwendigkeit der Berücksichtigung saisonaler Effekte.

Energietechnische Betrachtung

Für die im Rahmen der energietechnischen Betrachtung ermittelte Residuallast gilt, dass diese unabhängig vom Nutzerverhalten mit steigender EV-Durchdringung bei konstanter PV-Durchdringung steigt bzw. mit steigender PV-Durchdringung und konstantem Leistungsbedarf (Verbrauch und E-Mobilität) sinkt. Bei konstanten PV- und EV-Durchdringungen über alle Zellen, variieren der Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil auf Zellenebene signifikant in Abhängigkeit des Bedarfs der E-Mobilität sowie des vorhandenen PV-Potenzials. Für den Betrachtungszeitraum von einem Jahr schwankt der Energieautarkiegrad beispielsweise für das Nutzerverhalten B zwischen 2,07 (Zelle 12) und 0,03 (Zelle 10), wobei sich theoretisch drei Zellen selbst versorgen könnten (Energieautarkiegrad > 1). Anhand der Analyse der Synergieeffekte wird aufgezeigt, dass mit steigender PV-Durchdringung der Energieautarkiegrad sowie der Leistungsautarkiegrad zunehmen, während der Eigenverbrauchsanteil abnimmt. Für eine steigende EV-Durchdringung weisen die energietechnischen Kennzahlen eine inverse Charakteristik auf, wobei der Einfluss der EV-Durchdringung aufgrund der Berücksichtigung des bestehenden Verbrauchs im Vergleich zur PV-Durchdringung geringer ist.

Darüber hinaus zeigt die Untersuchung der vier energietechnischen Kennzahlen ebenfalls den Einfluss der Jahreszeiten in den synthetischen Lastprofilen und somit die Notwendigkeit die Nutzung realer Einstrahlungs- und Temperaturdaten zur Modellierung der PV-Erzeugungsprofile. Neben der Residuallast, die dem durch das PV-Erzeugungsprofil verursachten schwankenden Lastverlauf folgt, variieren der Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil zwischen zwei aufeinander folgenden Tagen signifikant. Der Vergleich der durchschnittlichen energietechnischen Kennzahlen von Winter und Sommer zeigt, dass entsprechend der höheren PV-Erzeugung im Sommer unabhängig vom Nutzerverhalten, der Energieautarkiegrad bzw. Leistungsautarkiegrad im Vergleich zum Winter steigt, während der Eigenverbrauchsanteil sinkt.

Aufgrund des geringen Einflusses der Ladestrategie auf den Verlauf der synthetischen Ladelastprofile und der Berücksichtigung des bestehenden Verbrauchs im Rahmen der Ermittlung der energietechnischen Kennzahlen, ist der Einfluss der Ladestrategie auf die drei Kennzahlen (Tageswerte des Energieautarkiegrads, Leistungsautarkiegrads bzw. Eigenverbrauchsanteils) relativ gering. Daher erfolgt der Vergleich basierend auf der maximalen und minimalen relativen Abweichung ausgewählter Zellen. Wie bereits für die Netzbelastung erwähnt, ist der Einfluss der Ladestrategie 3 (Verschiebung der Ladevorgänge) auch auf die energietechnischen Kennzahlen größer als jener von Ladestrategie 2 (reduzierte Ladeleistung). Des Weiteren ist der Einfluss der Ladestrategie auf die Kennzahlen vom

Energiebedarf der E-Mobilität, vom Anteil des Energiebedarfs bezogen auf den gesamten Energiebedarf (Verbrauch und E-Mobilität) sowie von den in der Zelle vorhandenen Nutzergruppen abhängig. Dies bedeutet, je mehr Ladevorgänge in den frühen Morgenstunden stattfinden und in die PV-Einspeisespitze verlagert werden können, desto höher ist der Leistungsautarkiegrad bzw. Eigenverbrauchsanteil bei ausreichender PV-Erzeugung. Zudem nimmt mit steigender EV-Durchdringung wiederum der Energiebedarf der E-Mobilität zu und somit der Einfluss der Ladestrategie auf die energietechnischen Kennzahlen.

Anhand der ungleichmäßigen Verteilung der energietechnischen Kennzahlen (z.B. Energieautarkiegrad liegt zwischen 0,03 und 2,07) auf Zellenebene wird aufgezeigt, dass neben dem bereits erwähnten optimalen Verhältnis zwischen Leistungsbedarf der E-Mobilität und PV-Erzeugungsprofil auch das energetische Optimum auf Zellenebene von Bedeutung ist. Da auf den bestehenden Verbrauch nur geringfügig, durch beispielsweise Energieeffizienzmaßnahmen, Einfluss genommen werden kann, ist hinsichtlich Energiebedarf die E-Mobilität der limitierende Faktor für das optimale leistungsmäßige und energetische Verhältnis auf Zellenebene.

Zentrale Ergebnisse der netz- und energietechnischen Betrachtung

Zusammenfassend sind die zentralen Ergebnisse der netz- und energietechnischen Betrachtung zur Ermittlung von Synergieeffekten zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen für die vorgestellte Case-Study unabhängig vom Nutzerverhalten wie folgt:

- Nennenswerte Überlastungen (Überlasterdauer > 50 Stunden) treten erst bei Durchdringungen von 60% PV bzw. 60% EV auf.
- Berücksichtigung bzw. Ermittlung des optimalen leistungsmäßigen und energetischen Verhältnisses zwischen dem Energiebedarf der E-Mobilität und dem vorhandenen PV-Potenzial ist notwendig.
- Zur Vermeidung von Überlastungen bzw. Reduktion der Dauer der Überlastungen ist neben dem optimalen Verhältnis zwischen E-Mobilität und PV-Potenzial auch die Raumplanung unablässig.
- Das optimale leistungsmäßige und energetische Verhältnis zwischen E-Mobilität und PV-Potenzial wird durch die saisonale Komponente begrenzt. Dies bedeutet, dass beispielsweise eine Erhöhung der E-Mobilität im Sommer den negativen Auswirkungen des PV-Potenzials entgegenwirkt, während sie im Winter zu höheren Leitungsauslastungen führt.
- Gesteuertes Laden durch Anwendung von Ladestrategie 2 (reduzierte Ladeleistung) und Ladestrategie 3 (Verschiebung der Ladevorgänge) besitzt netztechnisch sowie energetisch nur einen geringen positiven Einfluss.

Ausblick

Obwohl die Case-Study für die Stadt Leoben erste Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen für unterschiedliche Nutzerverhalten aufzeigt, sollte darüber hinaus ein Optimierungsansatz zur Ermittlung des optimalen leistungsmäßigen und energetischen Verhältnisses zwischen E-Mobilität und der Nutzung des PV-Potenzials auf Zellebene entwickelt werden. Ausgehend von diesem Optimum je Zelle ist eine erneute Analyse der Auswirkungen auf das zellbasierte Netzmodell erforderlich, um die Hypothese zu verifizieren, dass die auftretenden Überlastungen vermieden werden können. Zudem ist auch der Einfluss des optimalen Verhältnisses auf Zellebene auf die energietechnischen Kennzahlen von Interesse. Ergänzend sollte im Rahmen einer solchen Analyse die Nutzung von Speichertechnologien zur Steigerung des Eigenverbrauchsanteils bzw. zur Reduktion der Netzbelastung in Betracht gezogen werden. Eine weitere Thematik, welche von Bedeutung und Nutzen für das elektrische Netz sein könnte, ist die angewendete Methodik zur Entwicklung der Ladestrategien. Es ist beispielsweise ratsam eine Kombination der beiden im Rahmen dieser Arbeit vorgestellten Ladestrategien unter Berücksichtigung der saisonalen Komponente zu betrachten. In anderen Worten eine reduzierte Ladeleistung bei Verschiebung der Ladevorgänge in die PV-Einspeisespitze bzw. bei der Aneinanderreihung zur Reduktion der Lastspitze in den Abendstunden in Abhängigkeit der Jahreszeit. Des Weiteren sind für ein optimales Lademanagement ökonomische Faktoren von Interesse, weshalb diese im Rahmen der Entwicklung neuer Ladestrategien ebenfalls berücksichtigt werden sollten. Zur Ermittlung des Einflusses der so entwickelten Ladestrategie, sowie zur Bestimmung des tatsächlichen Nutzens, ist wiederum eine netz- und energietechnische Betrachtung erforderlich.

8 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] UMWELTBUNDESAMT GMBH (Hrsg.): *Klimaschutzbericht 2019*. Wien (Report / Umweltbundesamt REP-0702), ISBN: 9783990045220.
- [2] BUNDESKANZLERAMT ÖSTERREICH (Hrsg.). Wien, Österreich, 2020: *Aus Verantwortung für Österreich: Regierungsprogramm 2020-2024*
- [3] STATISTIK AUSTRIA: *Kraftfahrzeuge - Neuzulassungen*. URL http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_neuzulassungen/index.html – Überprüfungsdatum 2019-09-30
- [4] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE (Hrsg.). Wien, 2020: *Energie in Österreich: Zahlen, Daten, Fakten*
- [5] FISCHER, David; HARBRECHT, Alexander; SURMANN, Arne; MCKENNA, Russell: *Electric vehicles' impacts on residential electric local profiles – A stochastic modelling approach considering socio-economic, behavioural and spatial factors*. In: *Applied Energy* 233-234 (2019), S. 644–658, DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.10.010.
- [6] UL-HAQ, Azhar; AZHAR, Marium; MAHMOUD, Yousef; PERWAIZ, Aqib; AL-AMMAR, Essam: *Probabilistic Modeling of Electric Vehicle Charging Pattern Associated with Residential Load for Voltage Unbalance Assessment*. In: *Energies* 10 (2017), Nr. 9, S. 1351, DOI: 10.3390/en10091351.
- [7] OLIVELLA-ROSELL, Pol; VILLAFILA-ROBLES, Roberto; SUMPER, Andreas; BERGAS-JANÉ, Joan: *Probabilistic Agent-Based Model of Electric Vehicle Charging Demand to Analyse the Impact on Distribution Networks*. In: *Energies* 8 (2015), Nr. 5, S. 4160–4187, DOI: 10.3390/en8054160.
- [8] MU, Yunfei; WU, Jianzhong; JENKINS, Nick; JIA, Hongjie; WANG, Chengshan: *A Spatial–Temporal model for grid impact analysis of plug-in electric vehicles*. In: *Applied Energy* 114 (2014), S. 456–465, DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.10.006.
- [9] DEB, Sanchari; TAMMI, Kari; KALITA, Karuna; MAHANTA, Pinakeshwar: *Impact of Electric Vehicle Charging Station Load on Distribution Network*. In: *Energies* 11 (2018), Nr. 1, S. 178, DOI: 10.3390/en11010178.
- [10] GALIVEETI, Hemakumar Reddy; GOSWAMI, Arup Kumar; DEV CHOUDHURY, Nalin B.: *Impact of plug-in electric vehicles and distributed generation on reliability of distribution systems*. In: *Engineering Science and Technology, an International Journal* 21 (2018), Nr. 1, S. 50–59, DOI: 10.1016/j.jestch.2018.01.005.

- [11] CLEMENT-NYNS, K.; HAESSEN, E.; DRIESEN, J.: *The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 25 (2010), Nr. 1, S. 371–380, DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2036481.
- [12] LIU, Lan: *Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze*. Technische Universität Darmstadt, Elektrotechnik und Informationstechnik,
- [13] PRÜGGLER, Wolfgang; REZANIA, Rusbeh; LITZLBAUER, Markus; SCHUSTER, Andreas; LEITINGER, Christoph; KLOESS, Maximilian; BURNIER DE CASTRO, Daniel; BRUNNER, Helfried; RIEDER, Thomas; POINTNER, Rudolf: *V2G-Strategies: Konzeption von Vehicle to Grid bezogenen Entwicklungsstrategien für österreichische Entscheidungsträger*. 2013
- [14] MUNKHAMMAR, Joakim; WIDÉN, Joakim; RYDÉN, Jesper: *On a probability distribution model combining household power consumption, electric vehicle home-charging and photovoltaic power production*. In: *Applied Energy* 142 (2015), S. 135–143, DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.12.031.
- [15] GNANN, Till; KLINGLER, Anna-Lena; KÜHNBACH, Matthias: *The load shift potential of plug-in electric vehicles with different amounts of charging infrastructure*. In: *Journal of Power Sources* 390 (2018), S. 20–29, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2018.04.029.
- [16] CHAOUACHI, Aymen; BOMPARD, Ettore; FULLI, Gianluca; MASERA, Marcelo; GENNARO, Michele de; PAFFUMI, Elena: *Assessment framework for EV and PV synergies in emerging distribution systems*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 55 (2016), S. 719–728, DOI: 10.1016/j.rser.2015.09.093.
- [17] SU, Su; HU, Yong; YANG, Tiantian; WANG, Shidan; LIU, Ziqi; WEI, Xiangxiang; XIA, Mingchao; OTA, Yutaka; YAMASHITA, Koji: *Research on an Electric Vehicle Owner-Friendly Charging Strategy Using Photovoltaic Generation at Office Sites in Major Chinese Cities*. In: *Energies* 11 (2018), Nr. 2, S. 421, DOI: 10.3390/en11020421.
- [18] BABROWSKI, Sonja; HEINRICHS, Heidi; JOCHEM, Patrick; FICHTNER, Wolf: *Load shift potential of electric vehicles in Europe*. In: *Journal of Power Sources* 255 (2014), S. 283–293, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.01.019.
- [19] MUNKHAMMAR, Joakim; GRAHN, Pia; WIDÉN, Joakim: *Quantifying self-consumption of on-site photovoltaic power generation in households with electric vehicle home charging*. In: *Solar Energy* 97 (2013), S. 208–216, DOI: 10.1016/j.solener.2013.08.015.
- [20] VERZIILBERGH, Remco A.; GROND, Marinus O. W.; LUKSZO, Zofia; SLOOTWEG, Johannes G.; ILIC, Marija d.: *Network Impacts and Cost Savings of Controlled EV Charging*. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 3 (2012), Nr. 3, S. 1203–1212, DOI: 10.1109/TSG.2012.2190307.

- [21] OSÓRIO, Gerardo; SHAFIE-KHAH, Miadreza; COIMBRA, Pedro; LOTFI, Mohamed; CATALÃO, João: *Distribution System Operation with Electric Vehicle Charging Schedules and Renewable Energy Resources*. In: *Energies* 11 (2018), Nr. 11, S. 3117, DOI: 10.3390/en11113117.
- [22] PREGGER, Thomas; LUCA DE TENA, Diego; SCHMID, Stephan; WILLE-HAUSSMANN, Bernhard; POLLOK, Thomas; SOWA, Torsten: *Optimierte Integration der Elektromobilität in das Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (2013), Nr. 4, S. 297–306, DOI: 10.1007/s12398-013-0116-6.
- [23] AUSTRIAN MOBILE POWER (Hrsg.). Jänner 2019: *FACTSHEET #12: Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) - Ladedauer und Anschlussstypen*
- [24] IVERSEN, Emil B.; MORALES, Juan M.; MADSEN, Henrik: *Optimal charging of an electric vehicle using a Markov decision process*. In: *Applied Energy* 123 (2014), S. 1–12, DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.02.003.
- [25] NEAIMEH, Myriam; WARDLE, Robin; JENKINS, Andrew M.; Yi, Jialiang; HILL, Graeme; LYONS, Pdraig F.; HÜBNER, Yvonne; BLYTHE, Phil T.; TAYLOR, Phil C.: *A probabilistic approach to combining smart meter and electric vehicle charging data to investigate distribution network impacts*. In: *Applied Energy* 157 (2015), S. 688–698, DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.01.144.
- [26] LEOU, Rong-Ceng; Su, Chun-Lien; Lu, Chan-Nan: *Stochastic Analyses of Electric Vehicle Charging Impacts on Distribution Network*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 29 (2014), Nr. 3, S. 1055–1063, DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2291556.
- [27] WIELAND, Thomas; REITER, Michael; SCHMAUTZER, Ernst; FICKERT, Lothar; FABIAN, Jürgen; SCHMIED, Robert: *Probabilistische Methode zur Modellierung des Ladeverhaltens von Elektroautos anhand gemessener Daten elektrischer Ladestationen – Auslastungsanalysen von Ladestationen unter Berücksichtigung des Standorts zur Planung von elektrischen Stromnetzen*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 132 (2015), Nr. 3, S. 160–167, DOI: 10.1007/s00502-015-0299-0.
- [28] INFAS - INSTITUT FÜR ANGEWANDTE SOZIALWISSENSCHAFT GMBH; TRICONSULT - WIRTSCHAFTSANALYTISCHE FORSCHUNG GESELLSCHAFT M.B.H.; HERRY CONSULT GMBH; SAMMER UND PARTNER ZIVILINGENIEUR GMBH, ZIS+P VERKEHRSPANUNG; INSTITUT FÜR VERKEHRSWESSEN DER UNIVERSITÄT FÜR BODENKULTUR: *Österreich unterwegs 2013/2014: Ergebnisbericht*. Wien, Juni 2016
- [29] INFAS - INSTITUT FÜR ANGEWANDTE SOZIALWISSENSCHAFTEN GMBH; DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT UND RAUMFAHRT E.V. INSTITUT FÜR VERKEHRSFORSCHUNG; IVT RESEARCH GMBH: *Mobilität in Deutschland - MiD: Ergebnisbericht*. Bonn, Dezember 2018

- [30] FEDERAL HIGHWAY ADMINISTRATION OFFICE OF POLICY INFORMATION: *2017 NHTS Data User Guide*
- [31] GNANN, Till; FUNKE, Simon; JAKOBSSON, Niklas; PLÖTZ, Patrick; SPREI, Frances; BENNEHAG, Anders: *Fast charging infrastructure for electric vehicles: Today's situation and future needs*. In: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 62 (2018), S. 314–329, DOI: 10.1016/j.trd.2018.03.004.
- [32] GODDE, Markus; FINDEISEN, Tobias; SOWA, Torsten; NGUYEN, Phuong H.: *Modelling the charging probability of electric vehicles as a gaussian mixture model for a convolution based power flow analysis*. In: *2015 IEEE Eindhoven PowerTech: IEEE / Institute of Electrical and Electronics Engineers Incorporated*, 2015, S. 1–6, 978-1-4799-7693-5.
- [33] LIN, Haiyang; FU, Kun; LIU, Yiling; SUN, Qie; WENNERSTEN, Ronald: *Modeling charging demand of electric vehicles in multi-locations using agent-based method*. In: *Energy Procedia* 152 (2018), S. 599–605, DOI: 10.1016/j.egypro.2018.09.217.
- [34] WANG, Dai; GAO, Junyu; LI, Pan; WANG, Bin; ZHANG, Cong; SAXENA, Samveg: *Modeling of plug-in electric vehicle travel patterns and charging load based on trip chain generation*. In: *Journal of Power Sources* 359 (2017), S. 468–479, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2017.05.036.
- [35] DARABI, Zahra; FERDOWSI, Mehdi: *Aggregated Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Electricity Demand Profile*. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2 (2011), Nr. 4, S. 501–508, DOI: 10.1109/TSTE.2011.2158123.
- [36] GARCIA-VILLALOBOS, J.; ZAMORA, I.; EGUIA, P.; SAN MARTIN, J. I.; ASENSIO, F. J.: *Modelling social patterns of plug-in electric vehicles drivers for dynamic simulations*. In: *2014 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC) : 17 - 19 Dec. 2014, Florence, Italy*: IEEE. Piscataway, NJ, 2014, S. 1–7, 978-1-4799-6075-0.
- [37] LEOU, Rong-Ceng; SU, Chun-Lien; TENG, Jen-Hao: *Modelling and verifying the load behaviour of electric vehicle charging stations based on field measurements*. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* 9 (2015), Nr. 11, S. 1112–1119, DOI: 10.1049/iet-gtd.2014.0446.
- [38] QI, Zhang; YANG, Jie; JIA, Ruo; WANG, Fan: *Investigating Real-World Energy Consumption of Electric Vehicles: A Case Study of Shanghai*. In: *Procedia Computer Science* 131 (2018), S. 367–376, DOI: 10.1016/j.procs.2018.04.176.
- [39] JIANFENG, Wen; XIANGNING, Xiao; JIAN, Zhang; KUNYU, Liao; YANG, Yang; SHUN, Tao: *Charging demand for electric vehicle based on stochastic analysis of trip chain*. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* 10 (2016), Nr. 11, S. 2689–2698, DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0995.

- [40] KAZEMI, Mohammad Amin; SEDIGHIZADEH, Mostafa; MIRZAEI, Mohammad Javad; HOMAEE, Omid: *Optimal siting and sizing of distribution system operator owned EV parking lots*. In: *Applied Energy* 179 (2016), S. 1176–1184, DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.06.125.
- [41] QIAN, Kejun; ZHOU, Chengke; ALLAN, Malcolm; YUAN, Yue: *Modeling of Load Demand Due to EV Battery Charging in Distribution Systems*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26 (2011), Nr. 2, S. 802–810, DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2057456.
- [42] AGHAEBRAHIMI, M. R.; GHASEMIPOUR, M. M.; SEDGHI, A.: Probabilistic optimal placement of EV parking considering different operation strategies. In: *MELECON 2014 - 2014 17th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference: IEEE, 2014 - 2014*, S. 108–114, 978-1-4799-2337-3.
- [43] BRADY, John; O'MAHONY, Margaret: *Modelling charging profiles of electric vehicles based on real-world electric vehicle charging data*. In: *Sustainable Cities and Society* 26 (2016), S. 203–216, DOI: 10.1016/j.scs.2016.06.014.
- [44] PROBST, Alexander; BRAUN, Martin; TENBOLEN, Stefan: Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse. In: *Internationaler ETG-Kongress, 2011*
- [45] LUO, Lizi; GU, Wei; ZHOU, Suyang; HUANG, He; GAO, Song; HAN, Jun; WU, Zhi; DOU, Xiaobo: *Optimal planning of electric vehicle charging stations comprising multi-types of charging facilities*. In: *Applied Energy* 226 (2018), S. 1087–1099, DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.06.014.
- [46] GRAHN, Pia; MUNKHAMMAR, Joakim; WIDEN, Joakim; ALVEHAG, Karin; SODER, Lennart: *PHEV Home-Charging Model Based on Residential Activity Patterns*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 28 (2013), Nr. 3, S. 2507–2515, DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2230193.
- [47] GRAHN, Pia; ALVEHAG, Karin; SODER, Lennart: *PHEV Utilization Model Considering Type-of-Trip and Recharging Flexibility*. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 5 (2014), Nr. 1, S. 139–148, DOI: 10.1109/TSG.2013.2279022.
- [48] DI WU; RADHAKRISHNAN, Nikitha; HUANG, Sen: *A hierarchical charging control of plug-in electric vehicles with simple flexibility model*. In: *Applied Energy* 253 (2019), S. 113490, DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113490.
- [49] ALONSO, Monica; AMARIS, Hortensia; GERMAIN, Jean; GALAN, Juan: *Optimal Charging Scheduling of Electric Vehicles in Smart Grids by Heuristic Algorithms*. In: *Energies* 7 (2014), Nr. 4, S. 2449–2475, DOI: 10.3390/en7042449.

- [50] LEEMPUT, Niels; GETH, Frederik; VAN ROY, Juan; OLIVELLA-ROSELL, Pol; DRIESEN, Johan; SUMPER, Andreas: *MV and LV Residential Grid Impact of Combined Slow and Fast Charging of Electric Vehicles*. In: *Energies* 8 (2015), Nr. 3, S. 1760–1783, DOI: 10.3390/en8031760.
- [51] THORMANN, Bernd; KIENBERGER, Thomas: *Evaluation of Grid Capacities for Integrating Future E-Mobility and Heat Pumps into Low-Voltage Grids*. In: *Energies* 13 (2020), Nr. 19, S. 5083, DOI: 10.3390/en13195083.
- [52] LINSSEN, Jochen; BICKERT, S.; HENNINGS, W.; SCHULZ, A.; MARKER, S.; WALDOWSKI, P.; SCHINDLER, V.; MISCHINGER, S.; SCHMIDT, A.; ABBASI, E.; STRUNZ, K.; HAAS, M.; SCHMITZ, P.; GÜNTHER, C.; SCHOTT, B.; DANZER, M.; WEINMANN, Oliver: *Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen: NET-ELAN ; Endbericht ; Advances in Systems Analyses 1*. Hannover, Jülich: Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek; Forschungszentrum Jülich, 2012 (Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt 150), ISBN: 978-3-89336-811-2.
- [53] VALSERA NARANJO, Eduardo; SUMPER, Andreas; LLORET GALLEGO, Pau; VILLAFÁFILA ROBLES, Roberto; SUDRIÀ ANDREU, Antoni: *Deterministic and Probabilistic Assessment of the Impact of the Electrical Vehicles on the Power Grid*. In: *Renewable Energy and Power Quality Journal* 1 (2010), Nr. 08, S. 1505–1509, DOI: 10.24084/repqj08.704.
- [54] BOŽIČ, Dušan; PANTOŠ, Miloš: *Impact of electric-drive vehicles on power system reliability*. In: *Energy* 83 (2015), S. 511–520, DOI: 10.1016/j.energy.2015.02.055.
- [55] E-CONTROL: *Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich 2019: Unsere Energie braucht Zuverlässigkeit*. 2019
- [56] PUTRUS, G. A.; SUWANAPINGKARL, P.; JOHNSTON, D.; BENTLEY, E. C.; NARAYANA, M.: *Impact of electric vehicles on power distribution networks*. In: *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009 : VPPC '09 ; 7-10 Sept. 2009, Dearborn, Michigan, USA*: IEEE. Piscataway, NJ, 2009, S. 827–831, 978-1-4244-2600-3.
- [57] SHAO, Shengnan; PIPATTANASOMPORN, Manisa; RAHMAN, Saifur: *Challenges of PHEV penetration to the residential distribution network*. In: *2009 IEEE PES General Meeting : 26-30 July 2009, Calgary, Alberta, Canada*: IEEE. IEEE, 2009, S. 1–8, 978-1-4244-4241-6.
- [58] MARENBACH, Richard; NELLES, Dieter; TUTTAS, Christian: *Elektrische Energietechnik: Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik*. Wiesbaden, s.l.: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013, ISBN: 978-3-8348-2190-4.

- [59] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 3., neu bearbeitete und erweiterte Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012, ISBN: 978-3-642-21958-0.
- [60] REPUBLIK ÖSTERREICH: *Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010*. URL <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045> – Überprüfungsdatum 2020-07-14
- [61] HEUCK, Klaus; DETTMANN, Klaus-Dieter; SCHULZ, Detlef: *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. 8., überarbeitete und aktualisierte Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden, 2010, ISBN: 9783834807366.
- [62] NEPLAN AG: *NEPLAN*. Schweiz, 2015. URL <https://www.neplan.ch> – Überprüfungsdatum 2020-09-10
- [63] DIGSILENT GMBH: *DIGSILENT PowerFactory*, 2018. URL <https://www.digsilent.de/de/home.html> – Überprüfungsdatum 2020-09-10
- [64] SIEMENS AG: *PSS SINCAL*, 2018. URL <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/services/transmission-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/pss-software/pss-sincal.html> – Überprüfungsdatum 2020-09-10
- [65] WERTH, Torsten: *Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen: Grundlagen, Berechnung, Anwendung*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016, ISBN: 978-3-658-12728-2.
- [66] OSWALD, Bernd R.: *Berechnung von Drehstromnetzen: Berechnung stationärer und nichtstationärer Vorgänge mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeigern*. 3., korrigierte und erweiterte Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2017 (Lehrbuch), ISBN: 978-3-658-14405-0.
- [67] OEDING, Dietrich; OSWALD, Bernd Rüdiger: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 7. Aufl. s.l.: Springer-Verlag, 2011, ISBN: 3642192459.
- [68] BDEW – BUDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Standardlastprofile Strom*. URL <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> – Überprüfungsdatum 2019-04-03
- [69] E-CONTROL: *Sonstige Marktregeln: Kapitel 6: Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile*
- [70] MEIER, Hermann; FÜNFELD, Christian; ADAM, Thomas; SCHIEFERDECKER, Bernd: *Repräsentative VDEW-Lastprofile*. 1999

- [71] THORMANN, Bernd: *Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsebene*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Master Thesis
- [72] PFLUGRADT, Noah: *LoadProfileGenerator*. URL <https://www.loadprofilegenerator.de/> – Überprüfungsdatum 2019-11-22
- [73] PFLUGRADT, Noah: *Modellierung von Wasser- und Energieverbräuchen in Haushalten*. Technische Universität Chemnitz, Maschinenbau. Dissertation. 2016
- [74] PEREZ, R.; STEWART, R.; SEALS, R.; GUERTIN, T.: *The development and verification of the Perez diffuse radiation model*. United States, 1988
- [75] PEREZ, Richard; INEICHEN, Pierre; SEALS, Robert; MICHALSKY, Joseph; STEWART, Ronald: *Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance*. In: *Solar Energy* 44 (1990), Nr. 5, S. 271–289. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X9090055H>, DOI: 10.1016/0038-092X(90)90055-H.
- [76] PEREZ, Richard; SEALS, Robert; INEICHEN, Pierre; STEWART, Ronald; MENICUCCI, David: *A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces*. In: *Solar Energy* 39 (1987), Nr. 3, S. 221–231, DOI: 10.1016/S0038-092X(87)80031-2.
- [77] DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A.: *Solar engineering of thermal processes*. 3. ed. Hoboken, NJ: Wiley, 2006, ISBN: 9780471698678.
- [78] PRETSCHUH, Patrick: *Solares Energiepotential kleiner und mittlerer Städte*. Montanuniversität Leoben. April 2016
- [79] ZAMG ZENTRALANSTALT FÜR METEOROLOGIE UND GEODYNAMIK: *Einstrahlungsmessdaten und Temperaturmesswerte des Jahres 2014 für Kapfenberg*. Wien, Österreich : 2014
- [80] AMT DER STEIERMÄRKISCHEN LANDESREGIERUNG: *Solardachkataster Steiermark*. URL <https://www.landesentwicklung.steiermark.at/cms/beitrag/11864478/142970647/> – Überprüfungsdatum 2020-07-03
- [81] KAPFENBERGER-POCK, Anneliese: *Grazer Solardachkataster: Solarthermie bzw. Photovoltaik*. 2013
- [82] PFENNINGER, Stefan; HAWKES, Adam; KEIRSTEAD, James: *Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33 (2014), S. 74–86, DOI: 10.1016/j.rser.2014.02.003.
- [83] KRIECHBAUM, Lukas; SCHEIBER, Gerhild; KIENBERGER, Thomas: *Grid-based multi-energy systems—modelling, assessment, open source modelling frameworks and challenges*. In:

- Energy, Sustainability and Society* 8 (2018), Nr. 1, S. 244, DOI: 10.1186/s13705-018-0176-x.
- [84] BÖCKL, Benjamin; KRIECHBAUM, Lukas; KIENBERGER, Thomas: Analysemethode für kommunale Energiesysteme unter Anwendung des zellularen Ansatzes. In: *14. Symposim Energieinnovation 2016*.
- [85] VOPAVAL, Julia: *Modellierung eines städtischen Elektrizitätsverteilnetzes basierend auf einem zellularen Ansatz*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Master Thesis. 2016
- [86] VOPAVAL, Julia; BÖCKL, Benjamin; KRIECHBAUM, Lukas; KIENBERGER, Thomas: *Anwendung zellularer Ansätze bei der Gestaltung zukünftiger Energieverbundsysteme*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 134 (2017), Nr. 3, S. 238–245, DOI: 10.1007/s00502-017-0501-7.
- [87] VOPAVAL, Julia; THORMANN, Bernd; KIENBERGER, Thomas: Development of a model for power grids based on the cellular approach for an optimum integration of electric charging infrastructure. In: *1st E-Mobility Power System Integration 2017*.
- [88] BÖCKL, Benjamin: *The Effects of Energy Storage Systems and Sector Coupling on the Integration of Intermittent Energy*. Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Doctoral Thesis. 2019
- [89] ENERGIETECHNISCHE GESELLSCHAFT; INTERNATIONALER ETG-KONGRESS: *Internationaler ETG-Kongress 2011: Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme - Erzeugung, Netze, Verbrauch ; Vorträge des Internationalen ETG-Kongresses vom 8. - 9. November 2011 in Würzburg ; Fachtagungen 1 bis 5*. Berlin: VDE-Verl., 2011 (ETG-Fachbericht 130), ISBN: 9783800733767.
- [90] SERVATIUS, Hans-Gerd; SCHNEIDEWIND, Uwe; ROHLFING, Dirk: *Smart Energy: Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012, ISBN: 9783642218194.
- [91] STEINMÜLLER, Horst; TICHLER, Robert; KIENBERGER, Thomas; GAWLIK, Wolfgang; LEHNER, Markus; MUGGENHUMER, Gerold; KRIECHBAUM, Lukas; BÖCKL, Benjamin; WINTER, Alexander; BIEGGER, Philipp; FAZENI, Karin; GOERS, Sebastian; VOPAVAL, Julia; ELLERSDORFER, Markus; MEDVED, Ana; MAYERHOFER, Julia: *Smart Exergy Leoben - Final Report: Exergetische Optimierung der Energieflüsse für eine smarte Industriestadt Leoben*. Wien, Österreich, 2017
- [92] KIENBERGER, Thomas; HAMMER, Andreas; VOPAVAL, Julia; THORMANN, Bernd; KRIECHBAUM, Lukas; SEJKORA, Christoph; HERMANN, Robert; WATSCHKA, Karin; BERGMANN, Ulrich; FREWEIN,

- Marks; KOß, Janina; BRANDL, Hannes; VOGEL, Julia; MOSER, Simon; BARESCHE, Martin; DE BRUYN, Karin; BRAUNSTEIN, René; FREITAG, Christina; PEYREDER, Markus: *Move2Grid - Final Report: Umsetzung regionaler Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung*. Wien, Österreich, 2019
- [93] QGIS ENTWICKLUNGSTEAM: *QGIS Geographisches Informationssystem: Open Source Geospatial Foundation Projekt*, 2016. URL <http://qgis.osgeo.org> – Überprüfungsdatum 2020-09-10
- [94] TRAUPMANN, Anna: *Anwendbarkeit der Methodik der Netzreduktion für den zellularen Ansatz*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Master Thesis. 2018
- [95] TRAUPMANN, Anna; KIENBERGER, Thomas: Methodik zur Erstellung reduzierter, elektrischer Netze für Zeitreihenberechnungen mit hohen Abbildungsgenauigkeiten. In: *16. Symposium Energieinnovation 2020*.
- [96] TRAUPMANN, Anna; KIENBERGER, Thomas: Modeling of electrical networks in the cellular approach with regard to influencing variables on active and reactive power accuracy at different voltage levels. In: *54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC) 2019*.
- [97] TRAUPMANN, Anna; VOPAVA, Julia; KIENBERGER, Thomas: Wirk- und blindleistungsgenaue Modellierung von reduzierten Netzen im zellularen Ansatz. In: *11. Internationale Energiewirtschaftstagung 2019*.
- [98] TRAUPMANN, A.; GREIML, M.; KIENBERGER, T.: *Reduction method for planning cross-energy carrier networks in the cellular approach applicable for stability assessment in low-voltage networks*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 137 (2020), Nr. 8, S. 509–514, DOI: 10.1007/s00502-020-00851-4.
- [99] THE MATHWORKS INC.: *MATLAB 2018b*. Natick, USA, 2018. URL https://de.mathworks.com/products/matlab.html?s_tid=hp_products_matlab – Überprüfungsdatum 2020-09-10
- [100] VOPAVA, Julia; BERGMANN, Ulrich; KIENBERGER, Thomas: *Synergies between e-Mobility and Photovoltaic Potentials—A Case Study on an Urban Medium Voltage Grid*. In: *Energies* 13 (2020), Nr. 15, S. 3795, DOI: 10.3390/en13153795.
- [101] BOSSERHOFF, Dietmar: *Integration von Verkehrsplanung und räumlicher Planung: Teil2: Abschätzung der Verkehrserzeugung durch Vorhaben der Bauleitungsplanung*. Wiesbaden: Hessisches Landesamt für Straßen- und Verkehrswesen, 2000

- [102] VOPAFA, Julia; KOCZWARA, Christian; TRAUPMANN, Anna; KIENBERGER, Thomas:
Investigating the Impact of E-Mobility on the Electrical Power Grid Using a Simplified Grid Modelling Approach. In: *Energies* 13 (2020), Nr. 1, S. 39, DOI: 10.3390/en13010039.
- [103] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT: *Neuzulassungen - Deutschland*. URL
https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/neuzulassungen_node.html – Überprüfungsdatum 2019-07-15
- [104] ALLGEMEINER DEUTSCHER AUTOMOBIL-CLUB E.V.: *ADAC Ecotest*. URL
<https://www.adac.de/infotestrat/tests/eco-test> – Überprüfungsdatum 2019-07-01
- [105] WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION: *Mean daily temperature provided for each month by „World Weather Information Service“*. URL
<https://www.wwis.dwd.de/de/home.html>. – Aktualisierungsdatum: 2020-04-10
- [106] TOBER, Werner: *Praxisbericht Elektromobilität und Verbrennungsmotor: Analyse elektrifizierter Pkw-Antriebskonzepte*. LENZ, Hans Peter (Hrsg.). Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016
- [107] SCHUSTER, Andreas: *Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen*. Technische Universität Wien, Elektrotechnik und Informationstechnik. Diplomarbeit. 2008. URL <http://repositum.tuwien.ac.at/download/pdf/1594982> – Überprüfungsdatum 2017-11-15
- [108] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SYSTEM- UND INNOVATIONSFORSCHUNG ISI: *Codebook REM 2030 driving profiles database*. Karlsruhe, 2015

9 ANHANG

9.1 Datenerhebung

Da die Zulassungsstatistik für Österreich [3] lediglich nach Herstellern und nicht nach Fahrzeugmodell unterscheidet, wird auf die statistischen Daten der registrierten Fahrzeuge in Deutschland [103] zurückgegriffen. In Deutschland sind mehr als 30 verschiedene EV-Modelle registriert, wobei jedoch 15 Fahrzeugtypen 96% aller zugelassenen Fahrzeuge ausmachen. Daher werden die restlichen Fahrzeugmodelle aufgrund ihres geringen Anteils im Rahmen der Modellierung der synthetischen Ladelastprofile als Eingangsparameter nicht berücksichtigt.

Tabelle 9-1: Übersicht der 15 verschiedenen EV-Modelle

Marke	Modell	Akkukapazität [104] (kWh)	Durchschnittlicher Energieverbrauch [104] (kWh/100 km)
Audi	E-tron	95.0	23.7
BMW	i3	27.2	18.4
Hyundai	Ioniq Elektro	28.0	14.7
Hyundai	Kona	64.0	19.5
Nissan	e-NV 200	40.0	28.1
Nissan	Leaf	40.0	22.1
Renault	Zoe	41.0	20.3
VW	e-Golf	34.9	17.3
VW	e-up!	18.7	17.7
Jaguar	I-PACE	90.0	27.6
Kia	Soul EV	27.0	19.1
Smart	fortwo	17.6	18.3
Smart	forfour	17.6	18.3
Tesla	Model S	90.0	24.0
Tesla	Model 3	75.0	20.9

9.2 Ergebnisse Aggregation

Tabelle 9-2: Anzahl der Wege je Werktag in Abhängigkeit der Nutzergruppen auf Zellebene basierend auf den Verkehrsanalysen der Stadt Leoben

Zelle	Nutzergruppe						
	Nach Hause	Freizeit	Arbeit-privat	Arbeit-dienst	Ausbildung	Erledigung	Einkauf
1	92	1.848	725	73	591	733	6
2	529	17	63	24	0	139	1.179
3	521	249	1.560	153	108	4.285	6.640
4	193	203	146	31	0	2.741	218
5	345	180	1.214	90	0	743	8.570
6	301	361	762	358	0	1.728	6.209
7	282	489	33	12	0	7.964	55
8	71	69	164	73	0	381	1.718
9	361	138	36	3	0	116	182
10	245	650	112	8	0	164	388
11	339	895	1.508	217	0	1.523	75
12	58	0	2	0	0	0	0
13	1.050	307	2.900	382	69	573	908
14	91	0	107	9	0	15	0
15	84	0	251	32	0	122	492
16	752	88	78	14	0	87	12
17	52	110	105	14	0	195	836
18	859	84	178	142	0	3.131	1.394
19	31	53	4	0	0	0	0
20	400	44	10	1	0	112	0
21	1.079	567	494	103	0	1.736	1.087
22	5	22	484	66	0	0	0
23	0	0	458	141	0	0	3.308
24	42	0	178	67	0	81	3.024
25	95	0	4	4	0	0	0
26	10	0	1	1	0	14	0

Tabelle 9-3: Aggregierte Jahresenergieverbräuche, -erzeugungen, PV-Potenzial bei einer Durchdringung von 100% PV und Bedarf der E-Mobilität für die Nutzerverhalten A bis C für eine Durchdringung von 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung

Zelle	Verbrauch ⁽¹⁾ (MWh)	Erzeugung ⁽¹⁾ (MWh)	PV-Potenzial (MWh)	NVA (MWh)	NVB (MWh)	NVC (MWh)
1	5.921	50.389	2.291	7.352	3.281	1.990
2	4.355	0	2.388	977	903	1.620
3	22.213	0	6.039	16.456	6.949	4.903
4	3.928	0	2.037	1.788	922	915
5	11.807	0	3.433	3.710	4.733	3.310
6	8.614	0	6.273	5.996	5.378	3.621
7	888	0	1.667	6.631	486	869
8	1.586	0	3.033	1.804	1.127	780
9	2.980	0	1.635	970	496	1.040
10	61.474	9	3.241	2.978	672	886
11	3.321	15	5.213	9.597	6.089	4.050
12	194	0	887	49	63	156
13	9.366	0	22.439	5.230	12.549	9.090
14	742	0	674	199	523	473
15	3.087	0	2.571	520	1.066	757
16	2.318	0	3.662	934	1.120	2.203
17	951	0	1.760	512	521	396
18	7.459	0	6.264	3.870	2.398	3.152
19	326	0	288	32	44	88
20	2.409	0	862	397	420	1.079
21	14.202	23	9.679	3.226	3.358	4.139
22	1.352	0	5.861	717	2.053	1.138
23	4.714	0	5.663	4.881	2.677	1.483
24	6.952	31.702	3.997	5.765	1.233	780
25	733	3	1.340	106	140	279
26	100	0	371	27	19	26
Summe	181.992	82.142	103.567	84.726	59.220	49.224

(1) ... 5 kV und 30 kV-Spannungsebene zusammengefasst

Synthetische Ladelastprofile

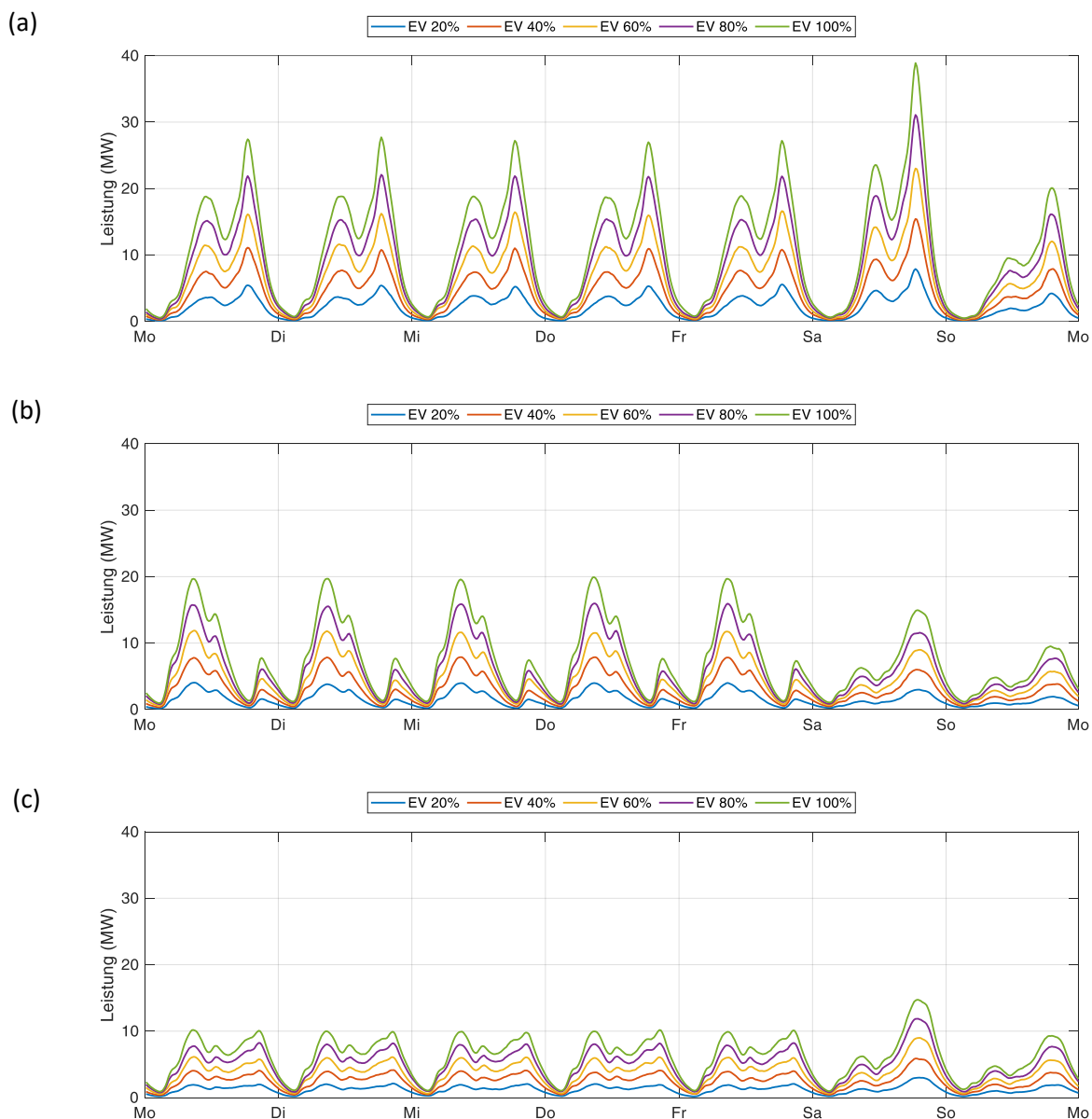


Abbildung 9-1: Vergleich der synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem bei steigender EV-Durchdringung bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 anhand einer exemplarischen Winterwoche (a) NVA (b) NVB (c) NVC

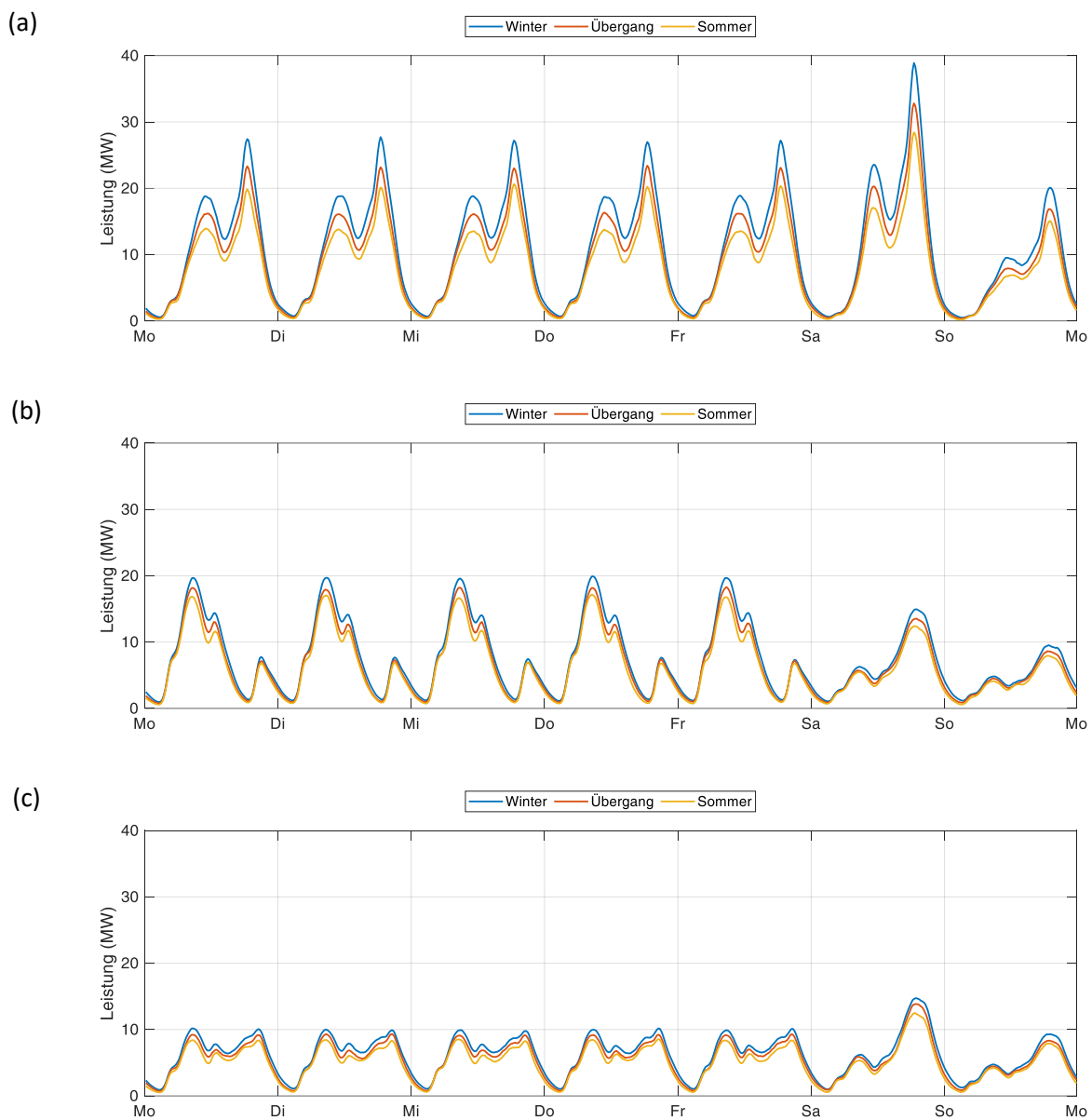


Abbildung 9-2: Einfluss Jahreszeit auf die synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem für eine Durchdringung von 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 anhand von drei exemplarischen Wochen (a) NVA (b) NVB (c) NVC

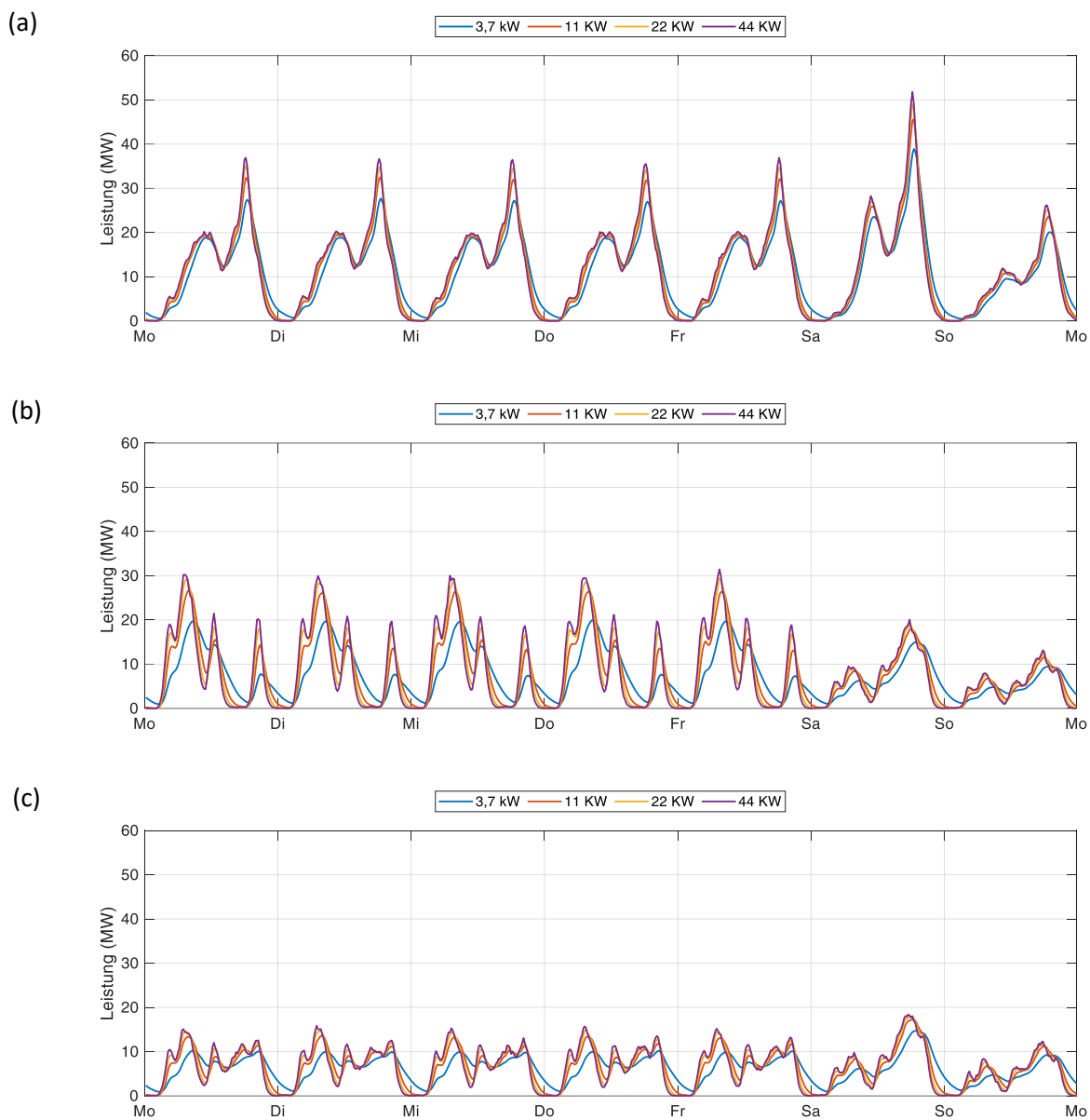


Abbildung 9-3: Vergleich synthetisches Ladelastprofil für das Gesamtsystem bei steigender Ladeleistung für eine Durchdringung von 100% EV und Ladestrategie 1 anhand einer exemplarischen Winterwoche (a) NVA (b) NVB (c) NVC

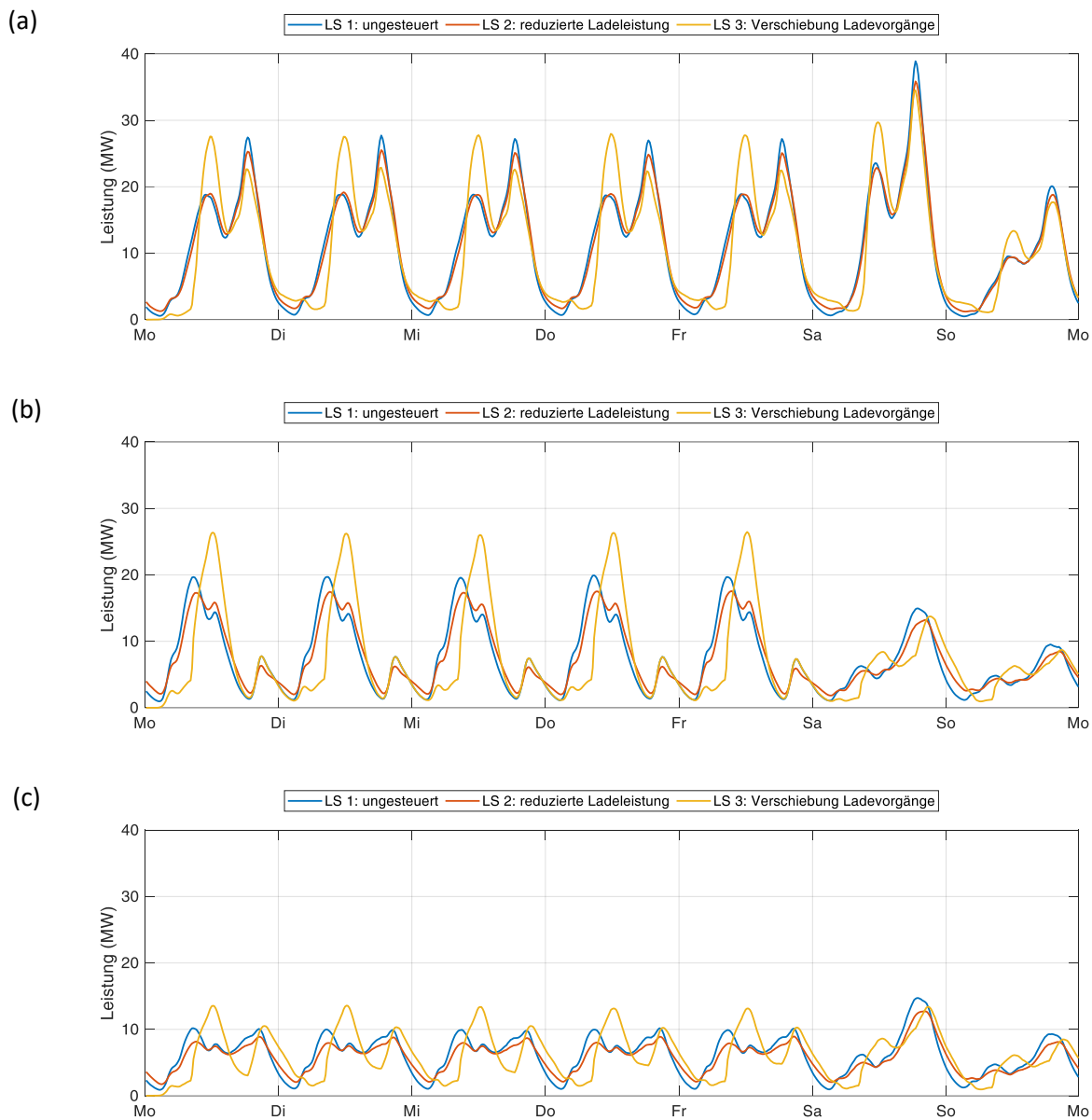


Abbildung 9-4: Einfluss Ladestrategie auf die synthetischen Ladelastprofile für das Gesamtsystem für eine Durchdringung von 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung anhand einer exemplarischen Winterwoche (a) NVA (b) NVB (c) NVC

9.3 Ergebnisse Netzanalyse

Tabelle 9-4: Maximale Auslastung und Dauer der Überlastung für jene Leitungen, die den höchsten Belastungen ausgesetzt sind

Kategorie	Bezeichnung	Einheit	LTG0216	LTG0302	LTG0513	LTG0605	LTG1124	LTG1804	LTG1819	LTG2122
PV ⁽¹⁾	Auslastung	(%)	-	-	302,69	-	276,84	-	-	233,53
	Dauer	(h)	-	-	1169,00	-	1090,25	-	-	930,25
NVA ⁽²⁾	Auslastung	(%)	-	-	-	-	350,17	174,08	157,10	-
	Dauer	(h)	-	-	-	-	1278,25	1972,75	1740,00	-
NVB ⁽²⁾	Auslastung	(%)	-	-	-	170,55	-	139,34	125,22	-
	Dauer	(h)	-	-	-	1284,75	-	630,75 ⁽³⁾	565,00 ⁽³⁾	-
NVC ⁽²⁾	Auslastung	(%)	157,58	146,51	-	-	-	114,01 ⁽³⁾	-	-
	Dauer	(h)	93,50	90,00	-	-	-	78,75 ⁽³⁾	-	-

(1) ... PV-Durchdringung = 100%, EV-Durchdringung = 0%

(2) ... EV-Durchdringung = 100% und Ladeleistung 44 kW, PV-Durchdringung = 0%

(3) ... Ladeleistung = 11 kW statt 44 kW, da entsprechende Leitung bei 11 kW am längsten überlastet sind

Analyse steigender E-Mobilität hinsichtlich Netzbelastung

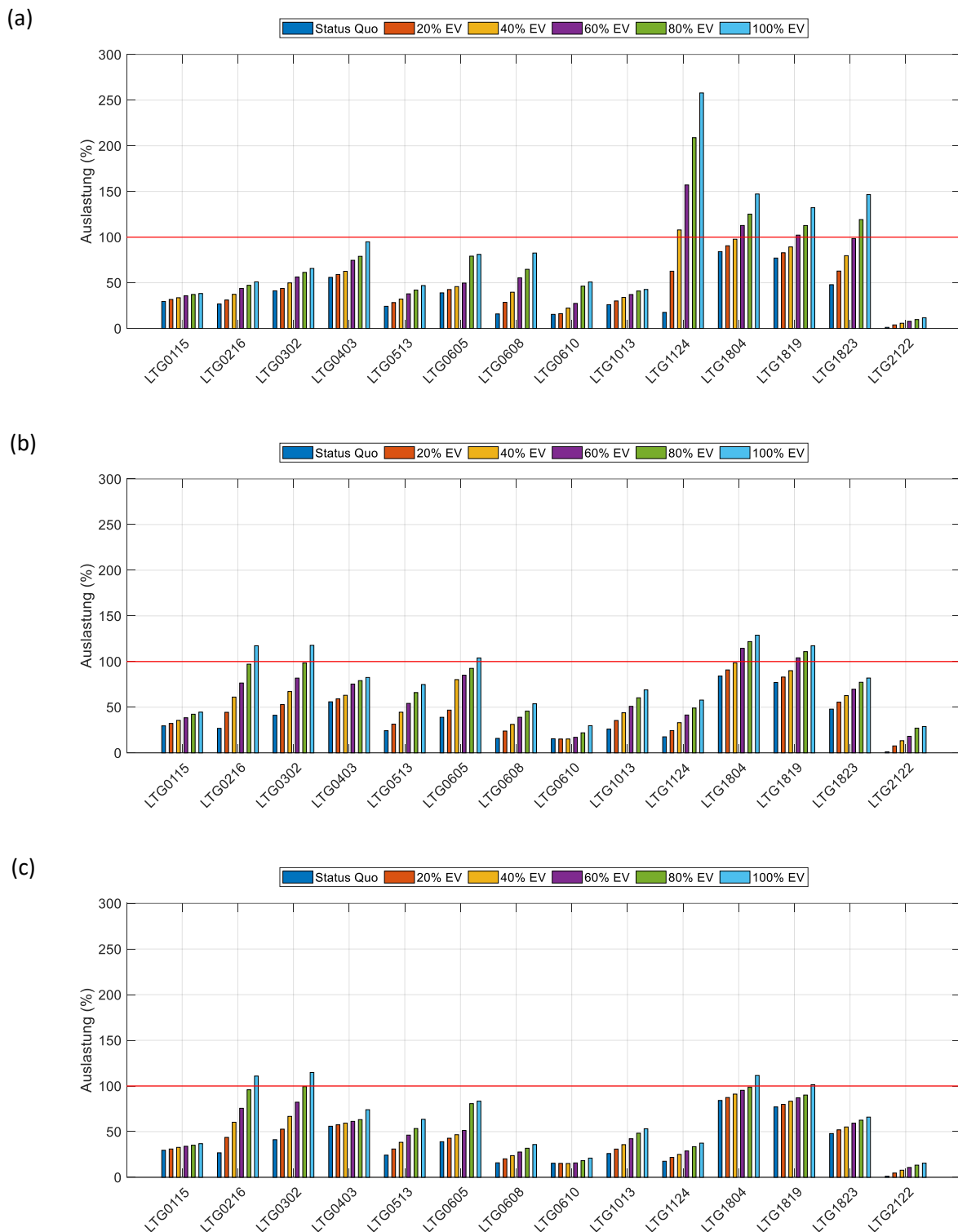


Abbildung 9-5: Maximale Leitungsauslastung ausgewählter 5 kV-Leitungen bei steigender EV-Durchdringung bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%); (a) NVA (b) NVB (c) NVC

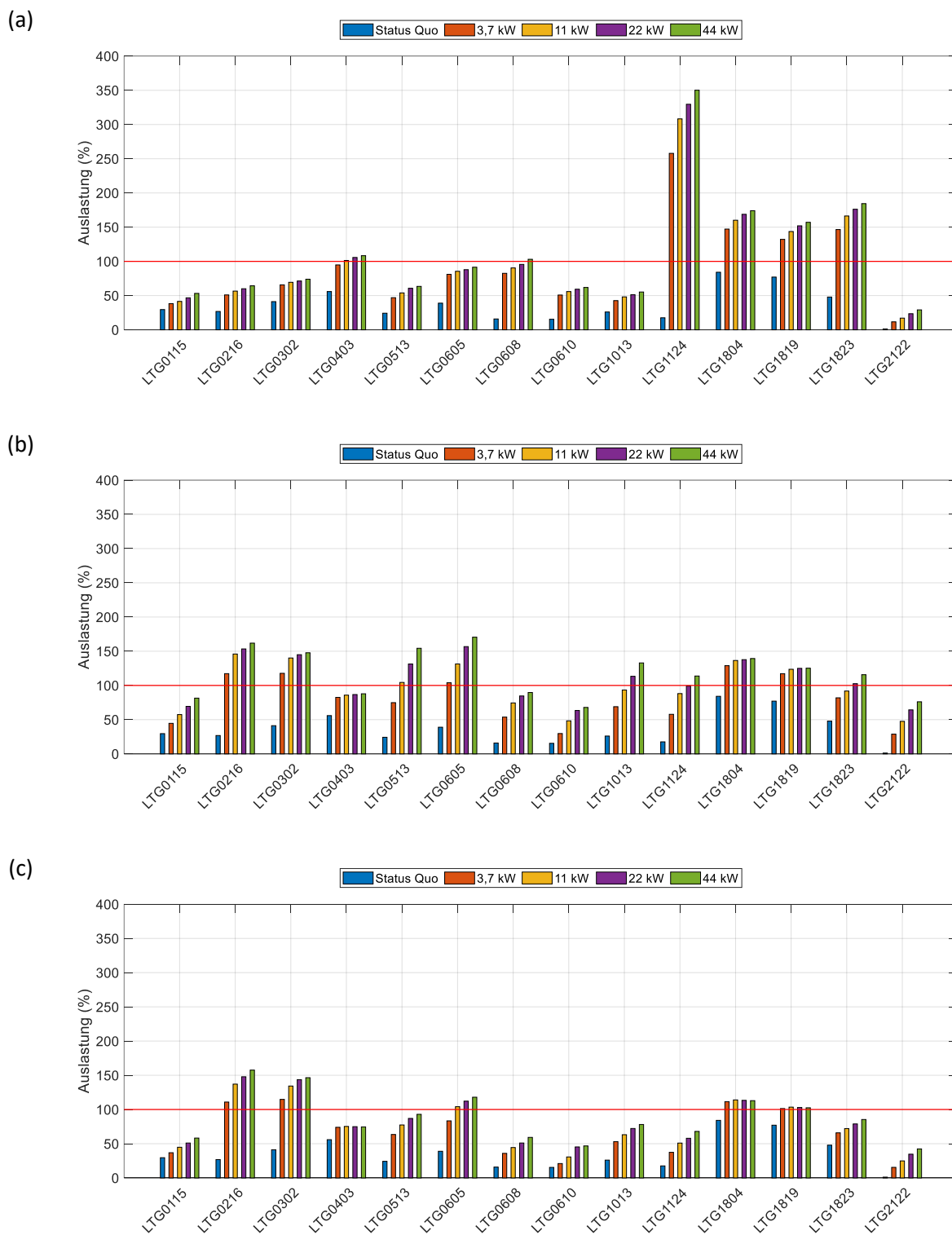


Abbildung 9-6: Maximale Leitungsauslastung ausgewählter 5 kV-Leitungen bei steigender Ladeleistung und einer Durchdringung von 100% EV und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%); (a) NVA (b) NVB (c) NVC

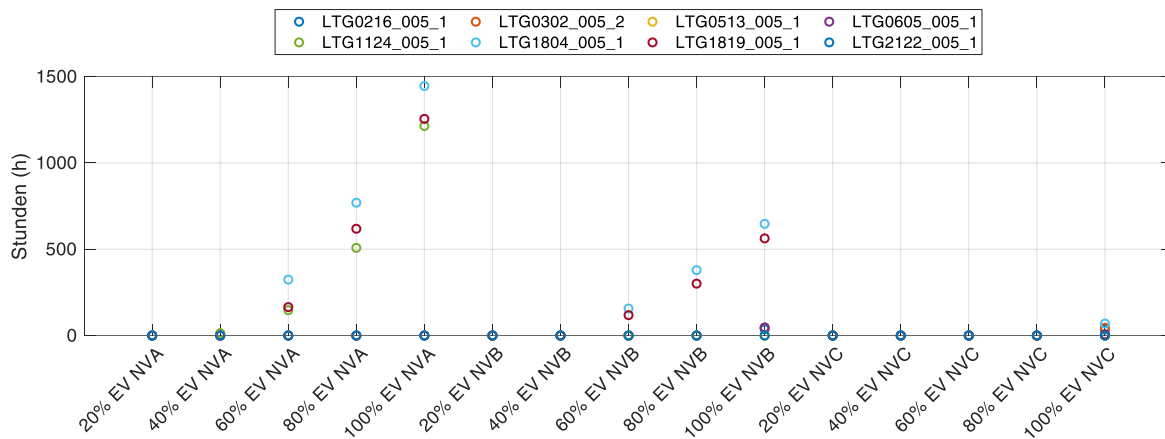


Abbildung 9-7: Dauer der Überlastungen der acht am meisten belasteten 5 kV-Leitungen bei steigender EV-Durchdringung für unterschiedliche Nutzerverhalten bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%)

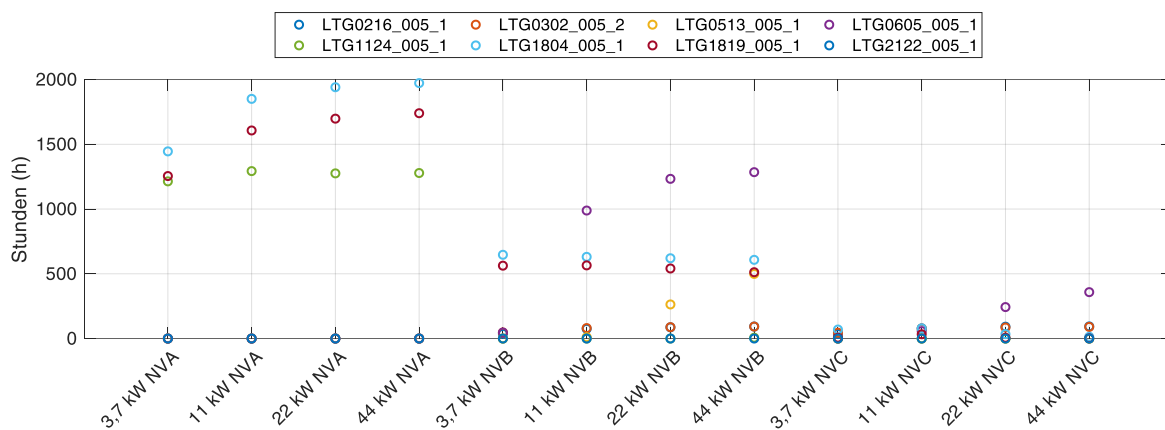


Abbildung 9-8: Dauer der Überlastungen der acht am meisten belasteten 5 kV-Leitungen bei steigender Ladeleistung und einer Durchdringung von 100% EV für unterschiedliche Nutzerverhalten und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%)

Synergieeffekte zwischen E-Mobilität und der Nutzung von PV-Potenzialen

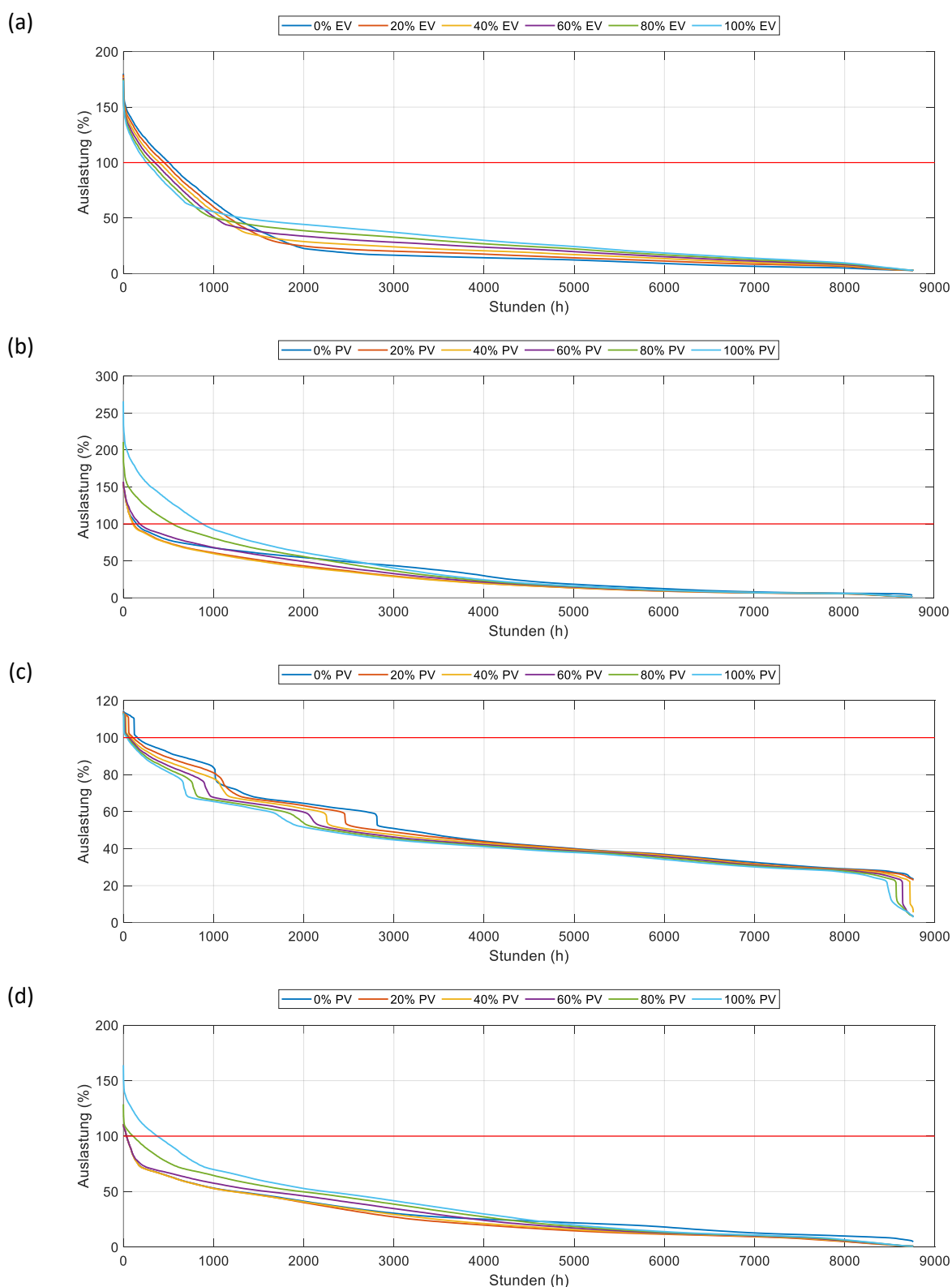


Abbildung 9-9: Geordnete Jahresdauerlinie der Leitungsauslastung bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (a) LTG0513 60% PV-Durchdringung, steigende EV-Durchdringung für NVB (b) LTG1124 60% EV-Durchdringung für NVA, steigende PV-Durchdringung (c) LTG1804 60% EV-Durchdringung für NVB, steigende PV-Durchdringung (d) LTG0216 100% EV-Durchdringung für NVC, steigende PV-Durchdringung

Einfluss der Ladestrategie auf die Netzbelastung

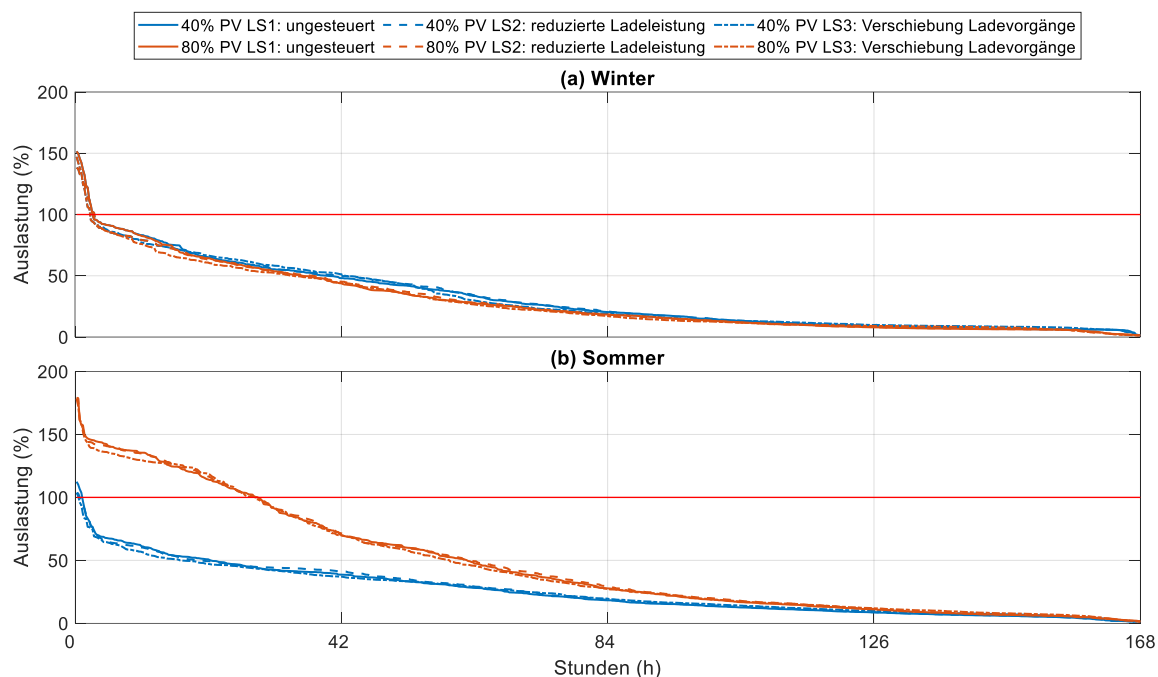


Abbildung 9-10: Geordnete Dauerlinie der Auslastung der Leitung LTG1124 für eine Durchdringung von 60% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien für die ausgewählten Worst-Case Wochen (a) Winter: 20. bis 26. Jänner 2014 (b) Sommer: 9. bis 14. Juni 2014

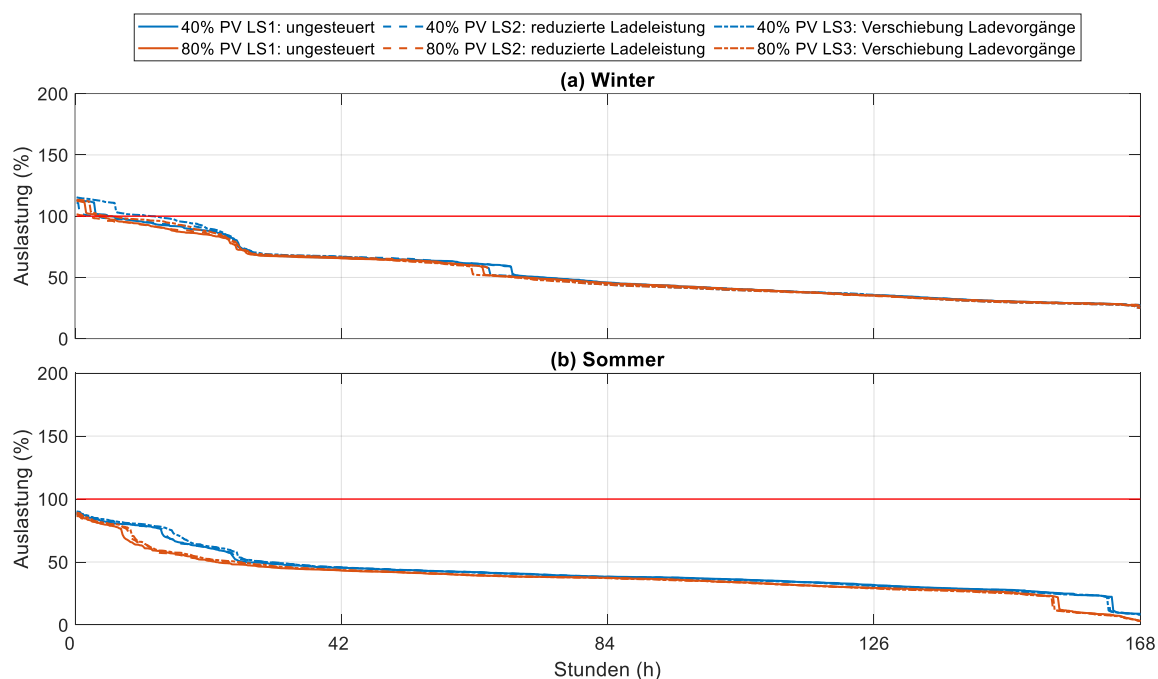


Abbildung 9-11: Geordnete Dauerlinie der Auslastung der Leitung LTG1804 für eine Durchdringung von 60% EV für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien für die ausgewählten Worst-Case Wochen (a) Winter: 27. Jänner bis 2. Februar 2014 (b) Sommer: 2. bis 8. Juni 2014

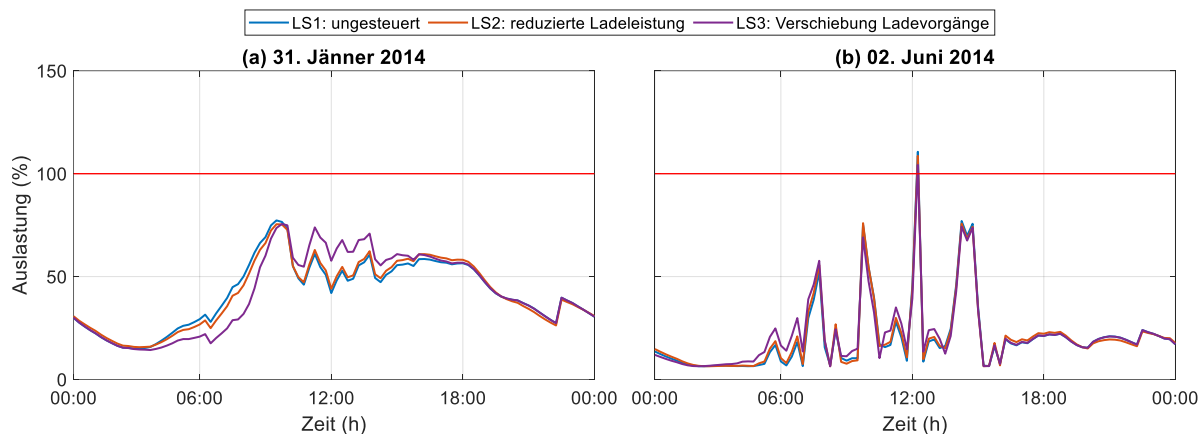


Abbildung 9-12: Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 80% PV und 60% EV für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014

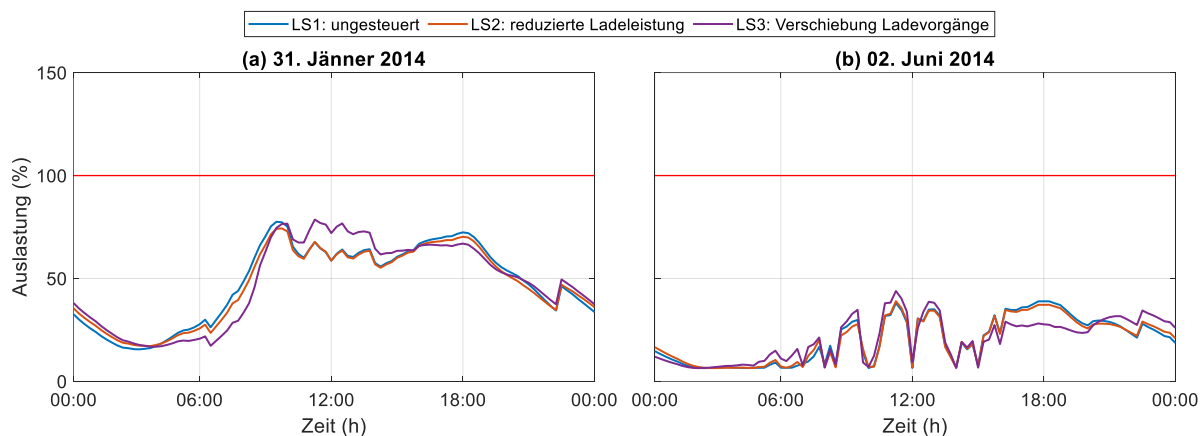


Abbildung 9-13: Auslastung des 110 kV/30 kV-Transformators für eine Durchdringung von 40% PV und 100% EV für NVC bei 3,7 kW Ladeleistung und unterschiedlichen Ladestrategien (a) 31. Jänner 2014 (b) 2. Juni 2014

9.4 Ergebnisse energietechnischen Betrachtung

Residuallast

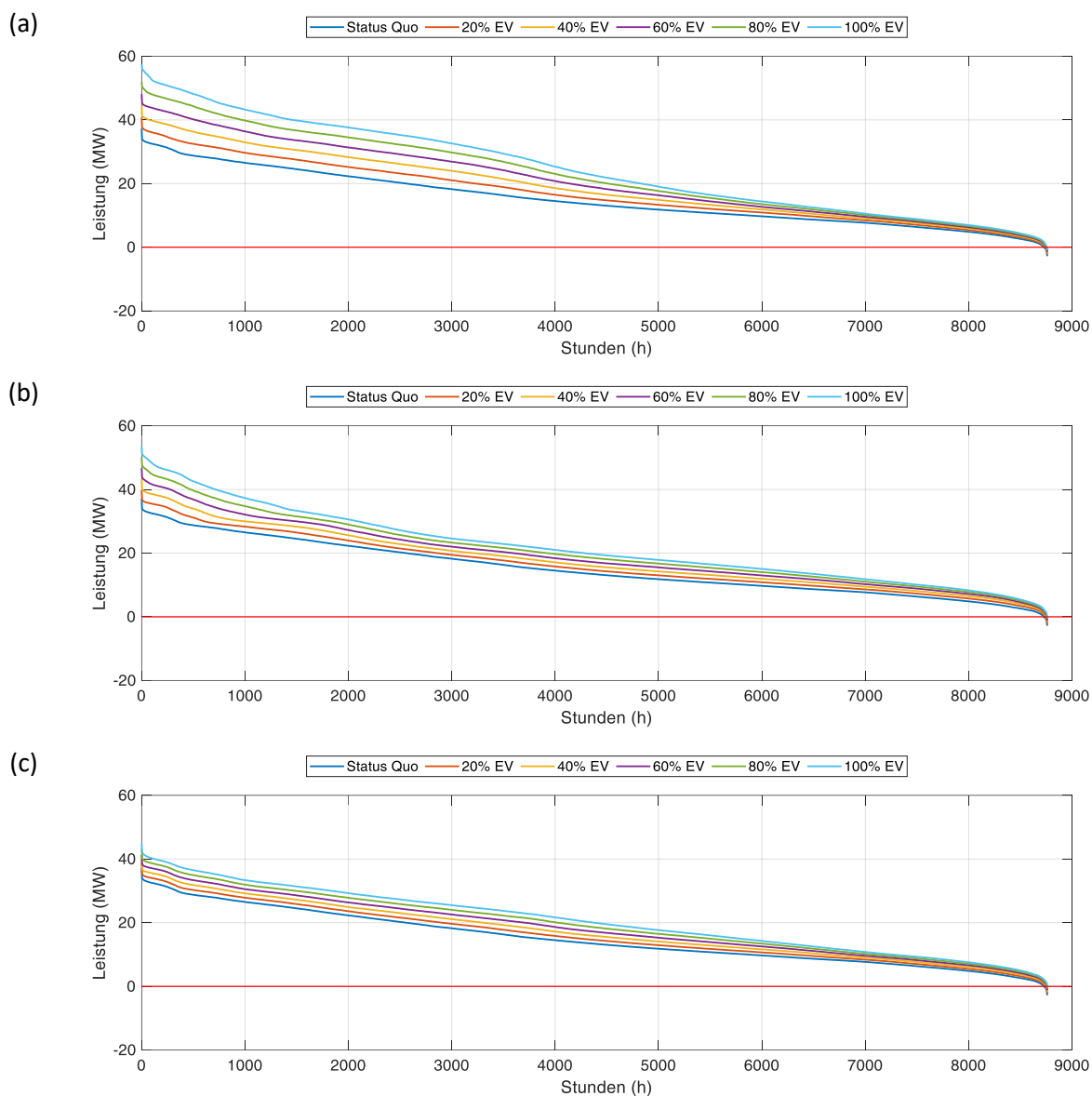


Abbildung 9-14: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems bei steigender EV-Durchdringung bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%); (a) NVA (b) NVB (c) NVC

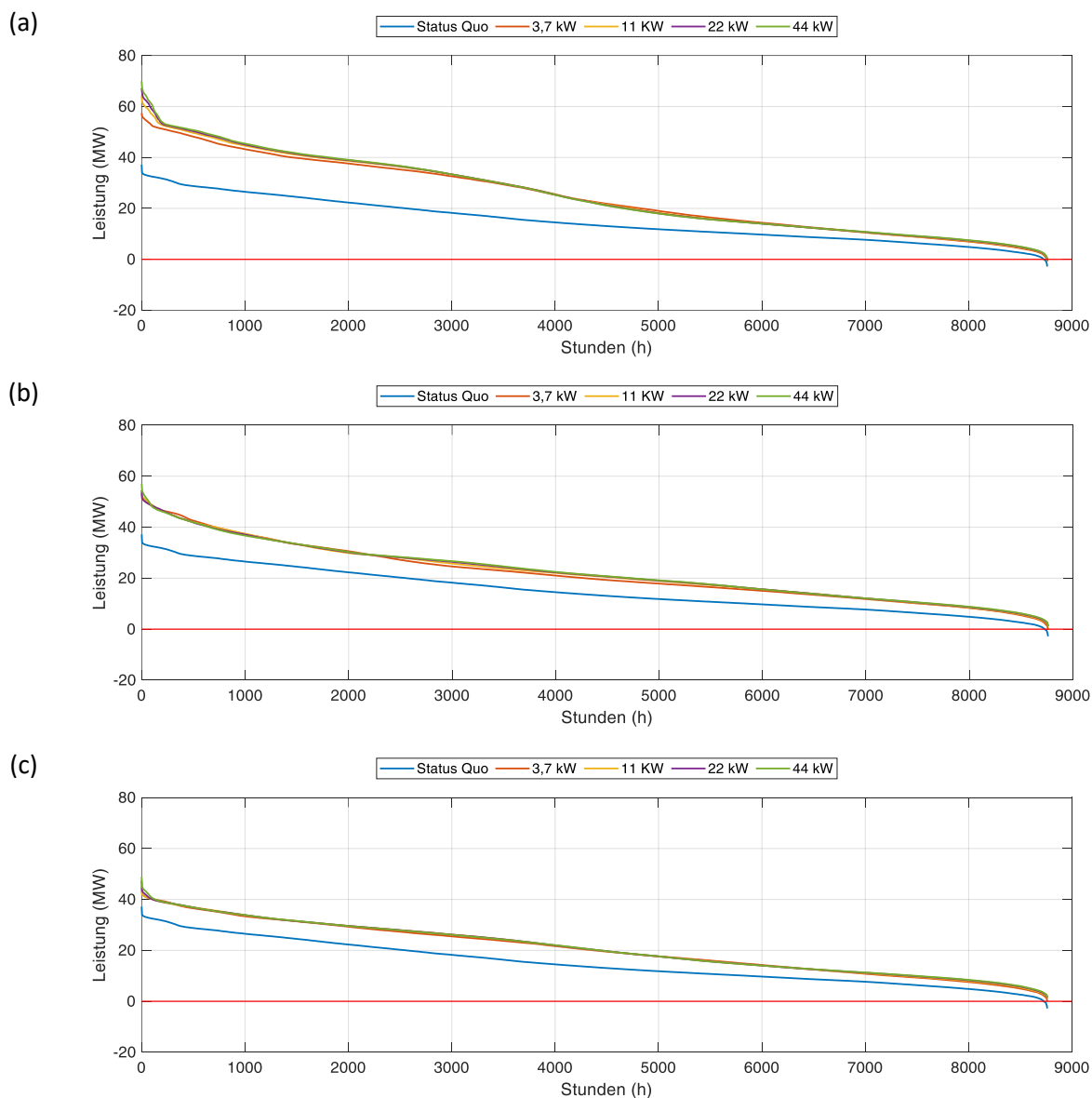


Abbildung 9-15: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast bei steigender Ladeleistung und einer Durchdringung von 100% EV und Ladestrategie 1 (PV-Durchdringung = 0%); (a) NVA (b) NVB (c) NVC

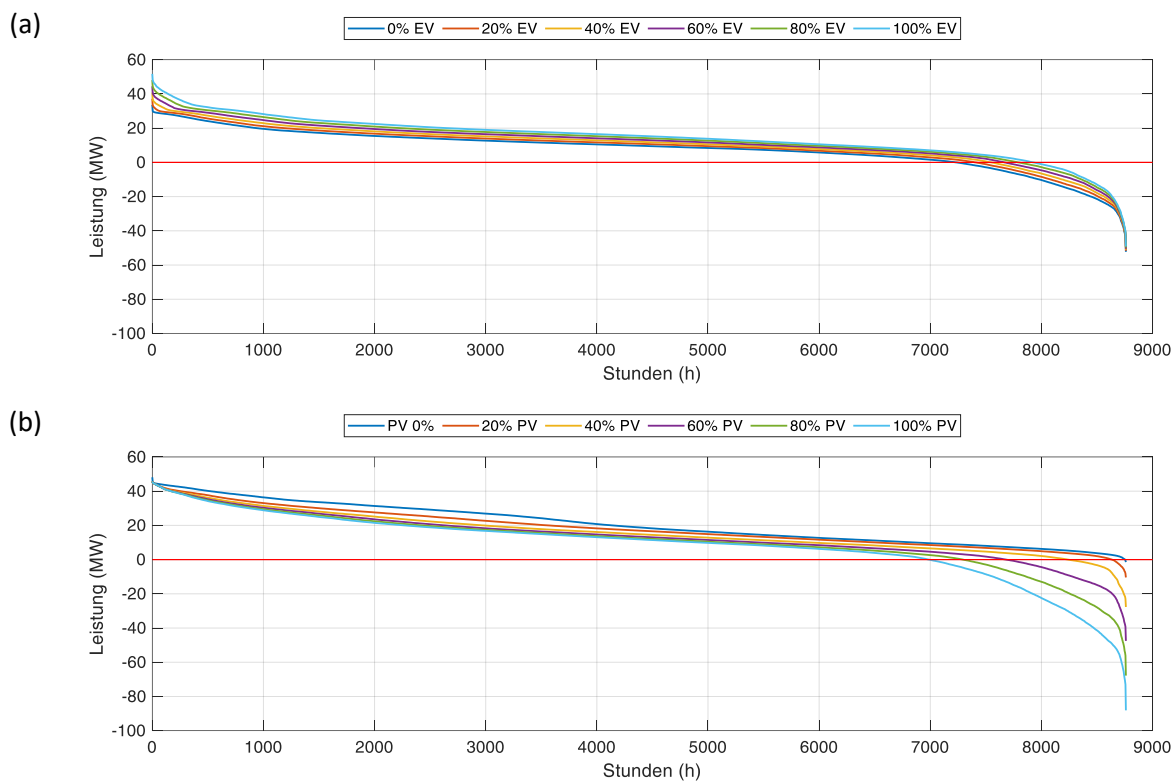


Abbildung 9-16: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast des Gesamtsystems (a) Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (b) Durchdringung von 60% EV bei steigender PV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1

Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil**Tabelle 9-5: Energieautarkiegrad, Leistungsautarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 (Jahreswerte)**

Zelle	Energieautarkiegrad			Leistungsautarkiegrad			Eigenverbrauchsanteil		
	NVA	NVB	NVC	NVA	NVB	NVC	NVA	NVB	NVC
1	0,10	0,15	0,17	0,10	0,15	0,17	1,00	0,98	0,98
2	0,27	0,27	0,24	0,22	0,23	0,20	0,83	0,84	0,82
3	0,09	0,12	0,13	0,09	0,12	0,13	0,99	0,99	0,98
4	0,21	0,25	0,25	0,20	0,23	0,22	0,93	0,90	0,87
5	0,13	0,13	0,14	0,13	0,12	0,13	0,98	0,99	0,99
6	0,26	0,27	0,31	0,24	0,25	0,28	0,92	0,93	0,90
7	0,13	0,73	0,57	0,13	0,41	0,31	0,98	0,56	0,54
8	0,54	0,67	0,77	0,36	0,44	0,43	0,66	0,65	0,55
9	0,25	0,28	0,24	0,21	0,22	0,19	0,82	0,79	0,78
10	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	1,00	1,00	1,00
11	0,24	0,33	0,42	0,20	0,23	0,25	0,83	0,69	0,59
12	2,19	2,07	1,52	0,45	0,44	0,35	0,21	0,21	0,23
13	0,92	0,61	0,73	0,40	0,36	0,36	0,43	0,58	0,49
14	0,43	0,32	0,33	0,32	0,29	0,28	0,73	0,90	0,83
15	0,43	0,37	0,40	0,30	0,28	0,29	0,71	0,76	0,72
16	0,68	0,64	0,49	0,33	0,33	0,25	0,48	0,52	0,52
17	0,72	0,72	0,78	0,39	0,44	0,42	0,54	0,61	0,53
18	0,33	0,38	0,35	0,26	0,29	0,25	0,78	0,75	0,70
19	0,48	0,47	0,42	0,34	0,34	0,31	0,71	0,73	0,73
20	0,18	0,18	0,15	0,17	0,17	0,13	0,90	0,90	0,90
21	0,33	0,33	0,32	0,25	0,26	0,24	0,76	0,78	0,75
22	1,70	1,03	1,41	0,49	0,44	0,48	0,29	0,43	0,34
23	0,35	0,46	0,55	0,30	0,35	0,38	0,84	0,77	0,70
24	0,20	0,29	0,31	0,18	0,27	0,28	0,95	0,92	0,91
25	0,96	0,92	0,79	0,37	0,37	0,32	0,39	0,43	0,40
26	1,75	1,86	1,77	0,43	0,44	0,38	0,25	0,24	0,21

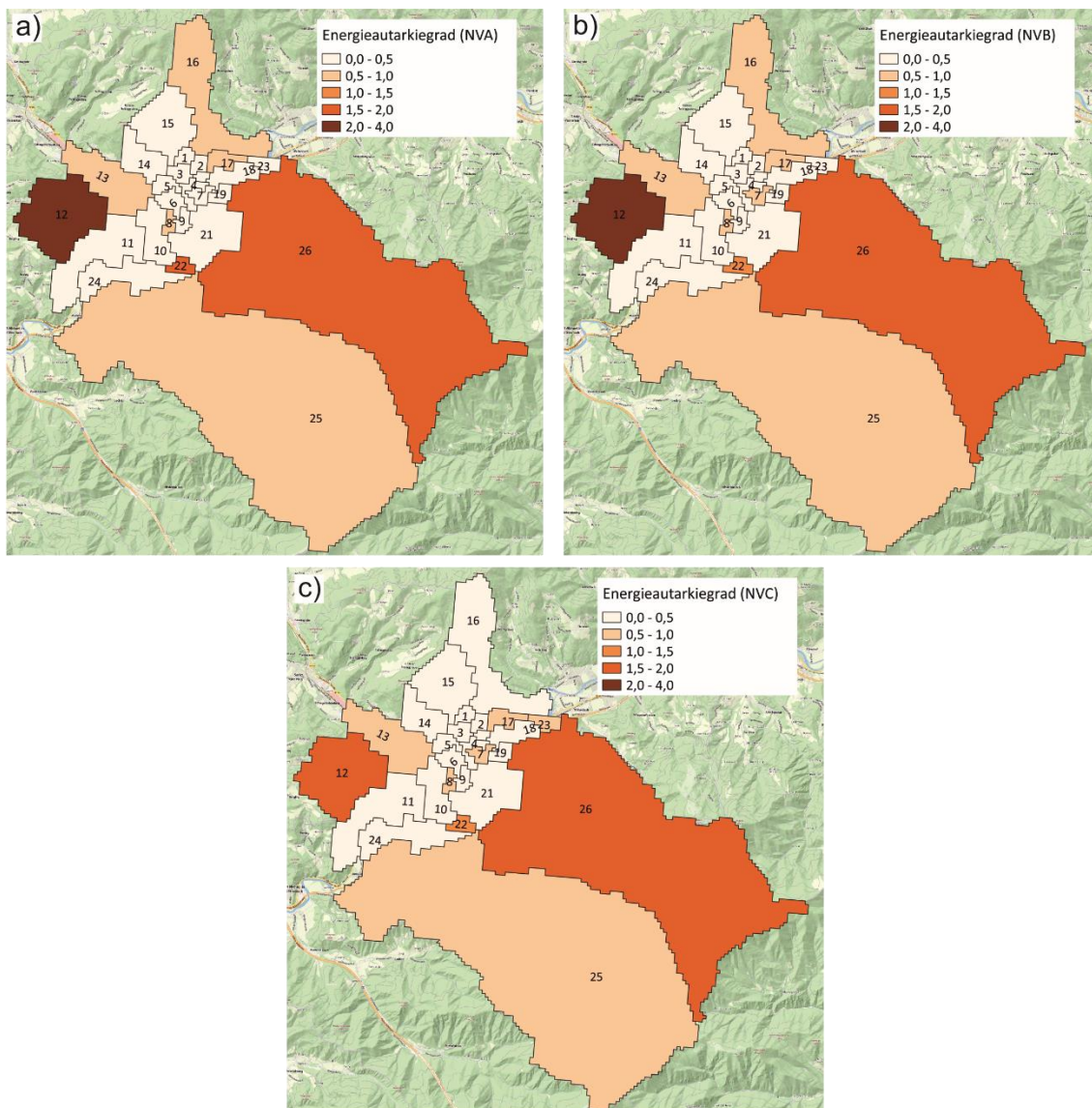


Abbildung 9-17: Energieautarkiegrad (Jahreswert) für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellenebene für die Stadt Leoben (a) NVA (b) NVB (c) NVC

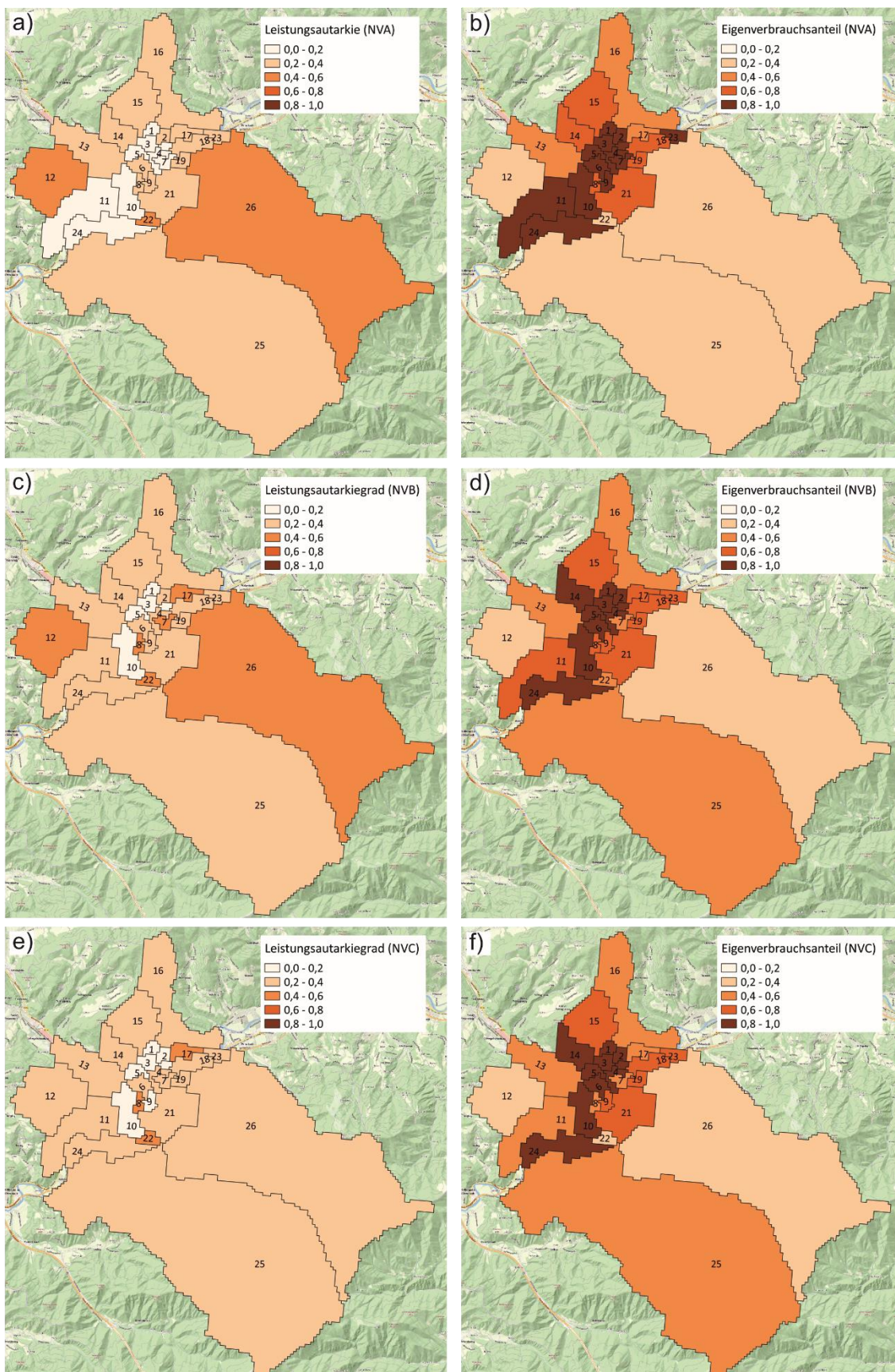


Abbildung 9-18: Leistungsautarkiegrad (Jahreswert) und Eigenverbrauchsanteil (Jahreswert) für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellebene für die Stadt Leoben (a) NVA (b) NVB (c) NVC

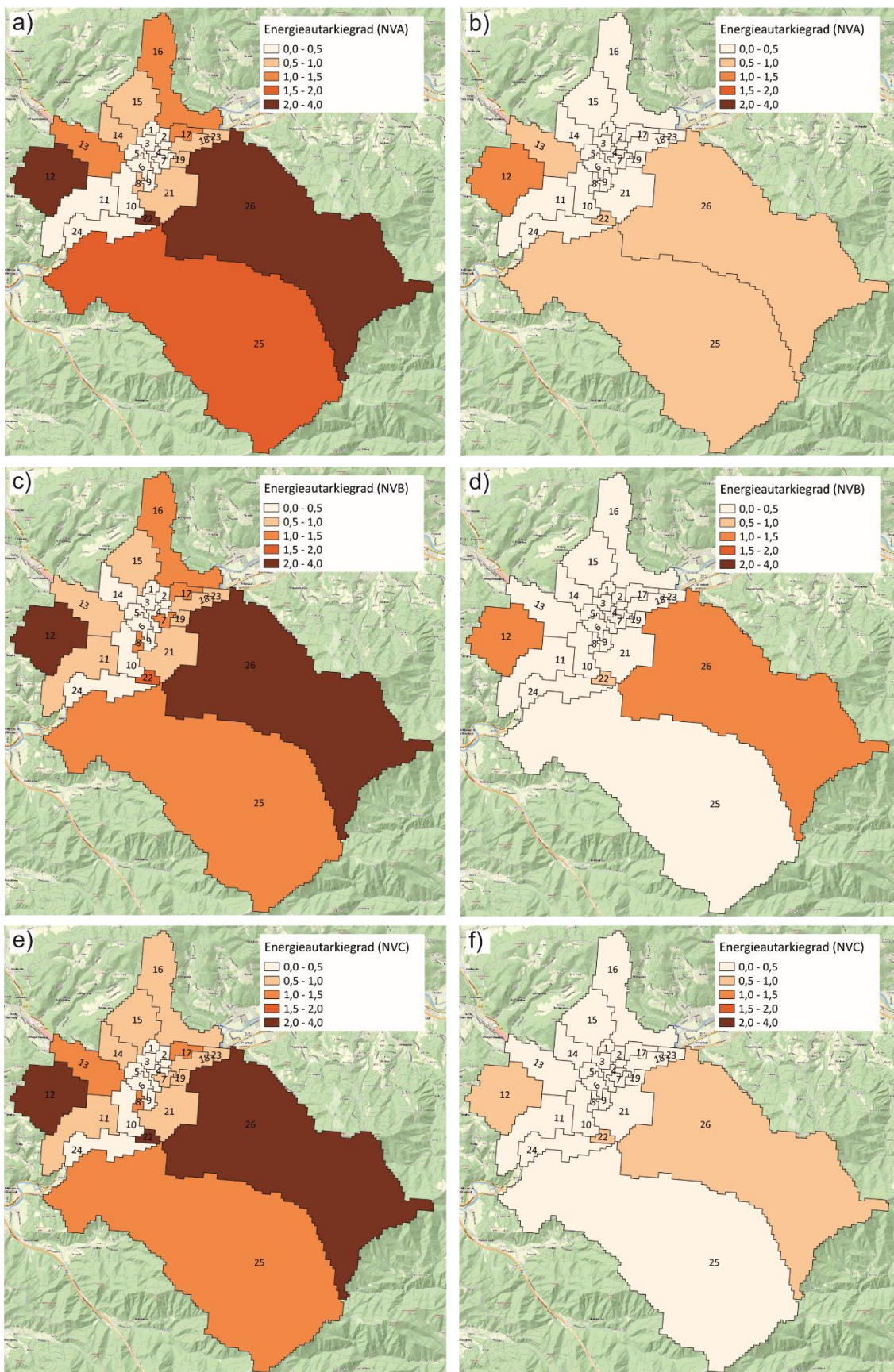


Abbildung 9-19: Vergleich Energieautarkiegrad (Mittelwert) im Sommer und Winter für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellebene für die Stadt Leoben (a) Sommer: NVA (b) Winter: NVA (c) Sommer: NVB (d) Winter: NVB (e) Sommer: NVC (f) Winter: NVC

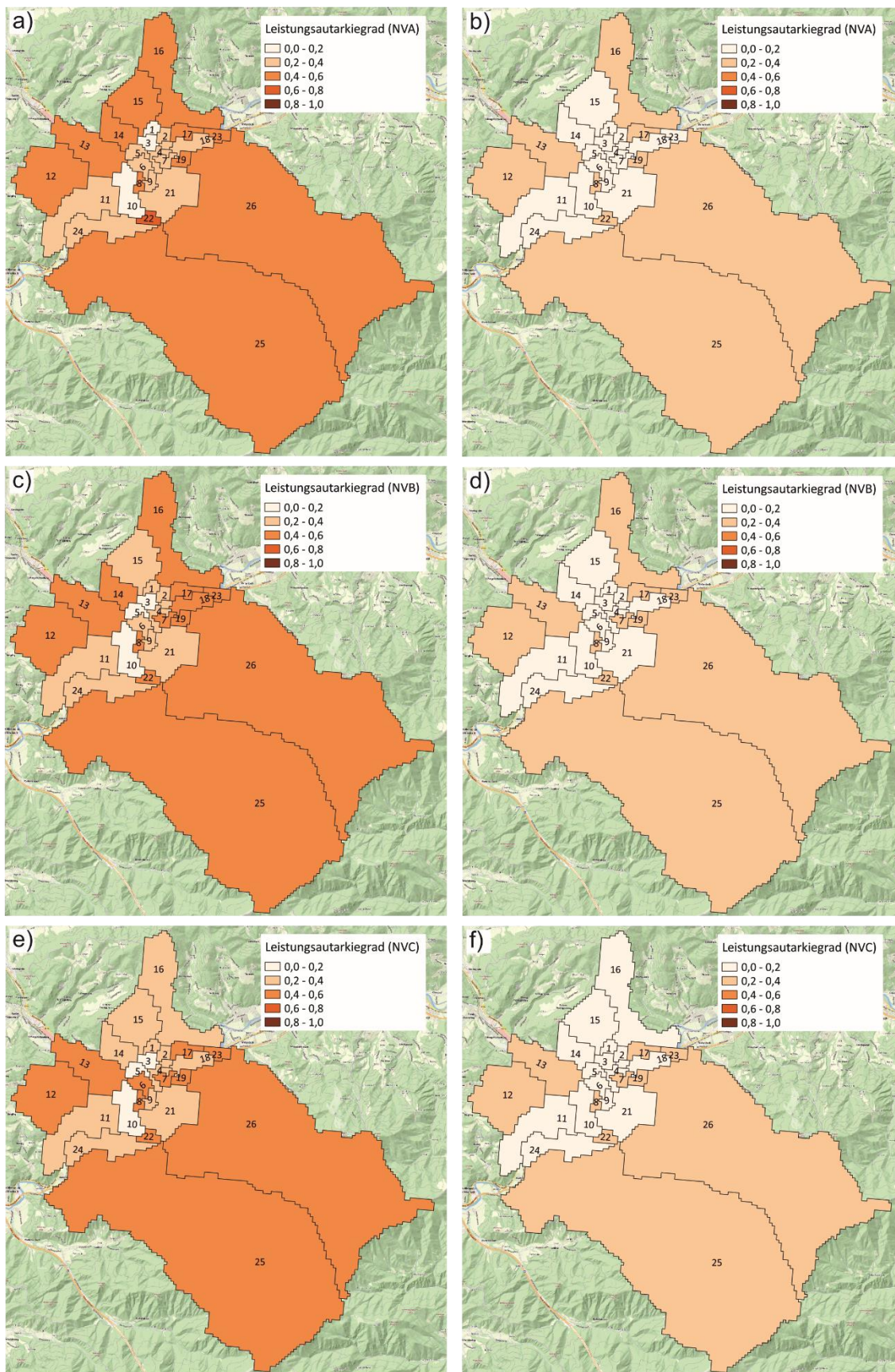


Abbildung 9-20: Vergleich Leistungsausarkiegrad (Mittelwert) im Sommer und Winter für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellebene für die Stadt Leoben (a) Sommer: NVA (b) Winter: NVA (c) Sommer: NVB (d) Winter: NVB (e) Sommer: NVC (f) Winter: NVC

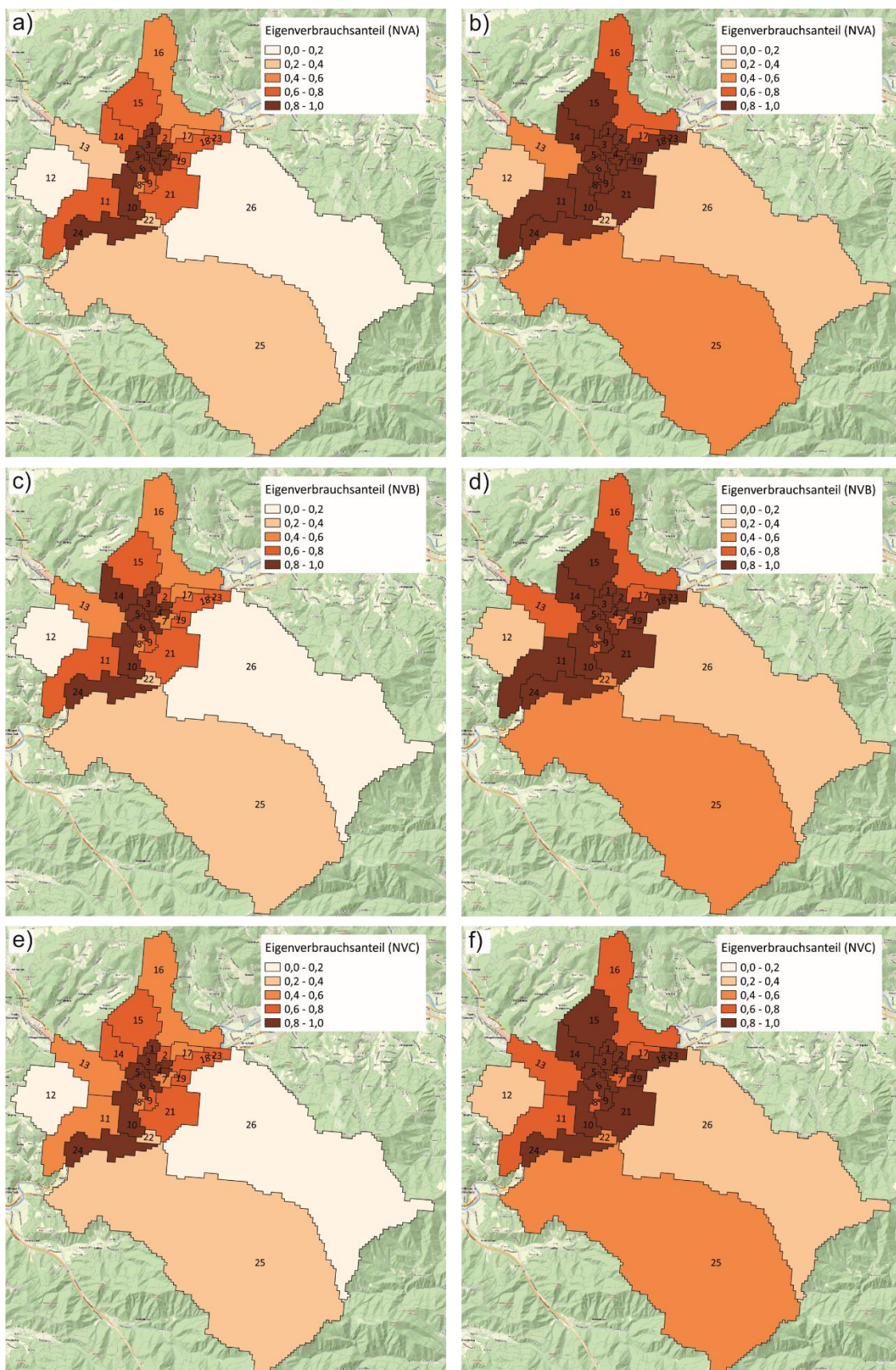


Abbildung 9-21: Vergleich Eigenverbrauchsanteil (Mittelwert) im Sommer und Winter für eine Durchdringung von 60% PV und 100% EV bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 auf Zellebene für die Stadt Leoben (a) Sommer: NVA (b) Winter: NVA (c) Sommer: NVB (d) Winter: NVB (e) Sommer: NVC (f) Winter: NVC

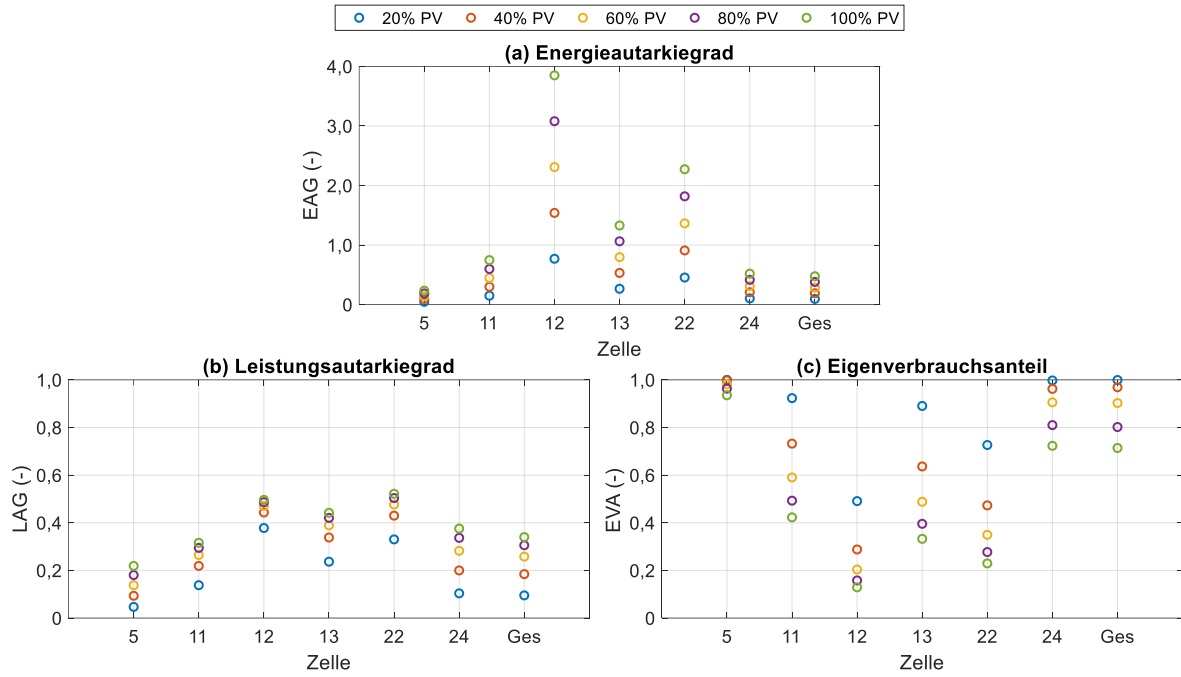


Abbildung 9-22: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% EV bei steigender PV-Durchdringung für NVB bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (Jahreswerte)

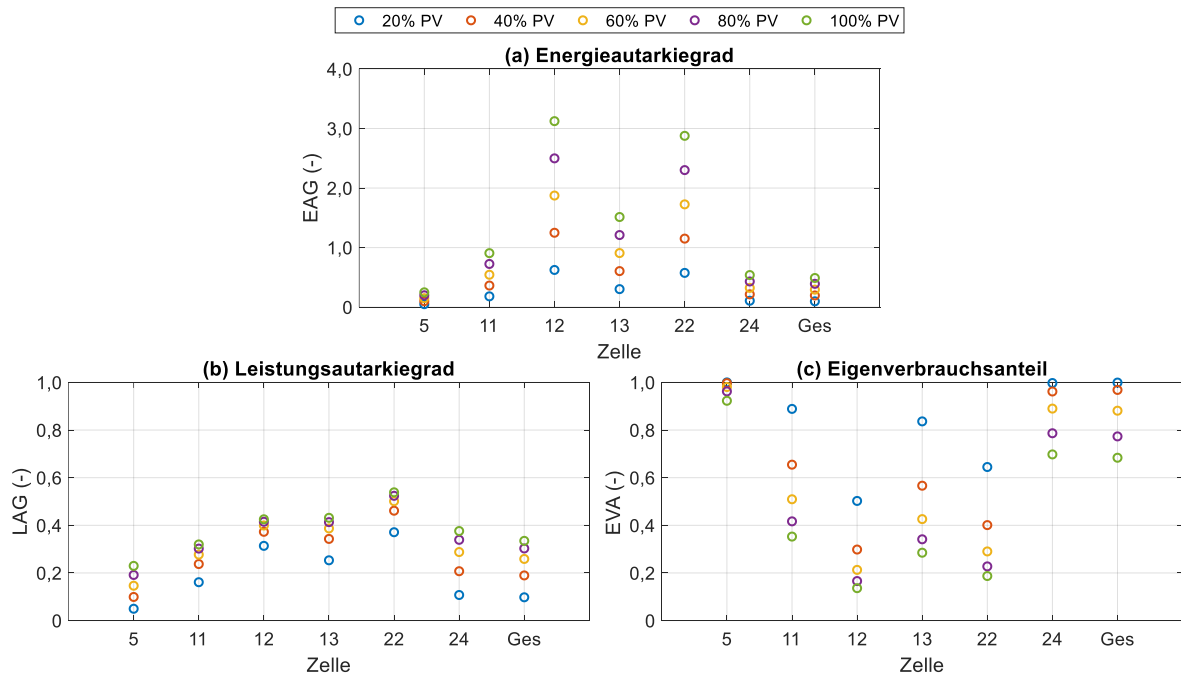


Abbildung 9-23: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% EV bei steigender PV-Durchdringung für NVC bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (Jahreswerte)

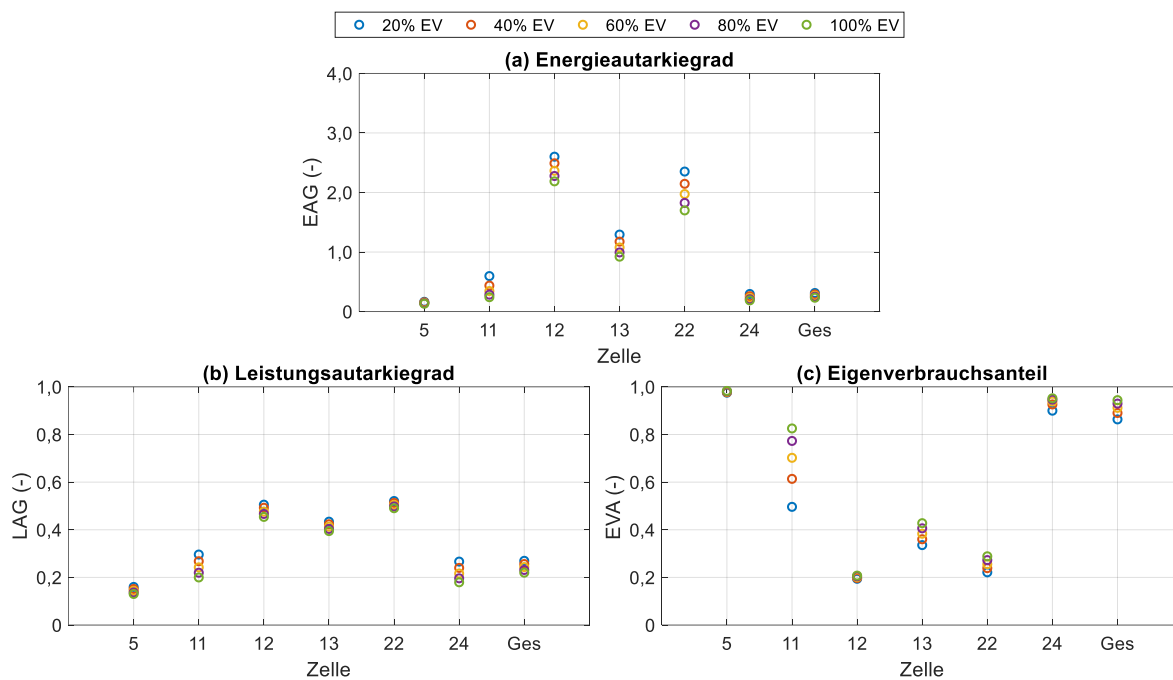


Abbildung 9-24: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (Jahreswerte)

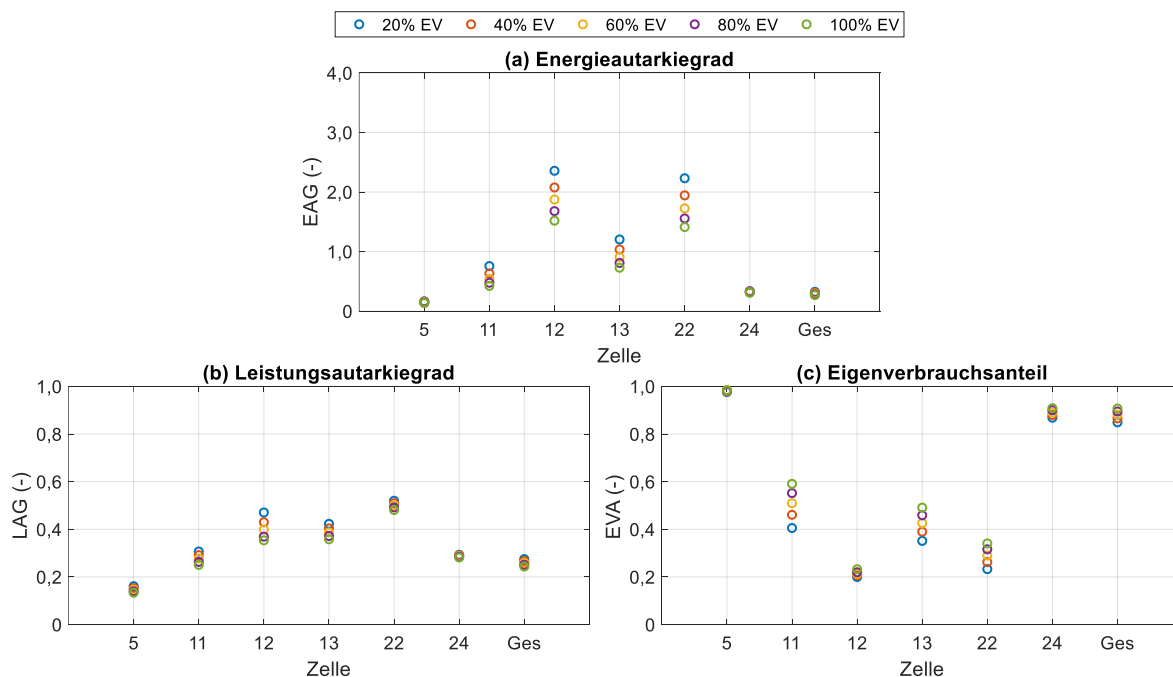


Abbildung 9-25: (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad und (c) Eigenverbrauchsanteil für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVC bei 3,7 kW Ladeleistung und Ladestrategie 1 für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (Jahreswerte)

Einfluss der Ladestrategie auf die energetischen Kennzahlen

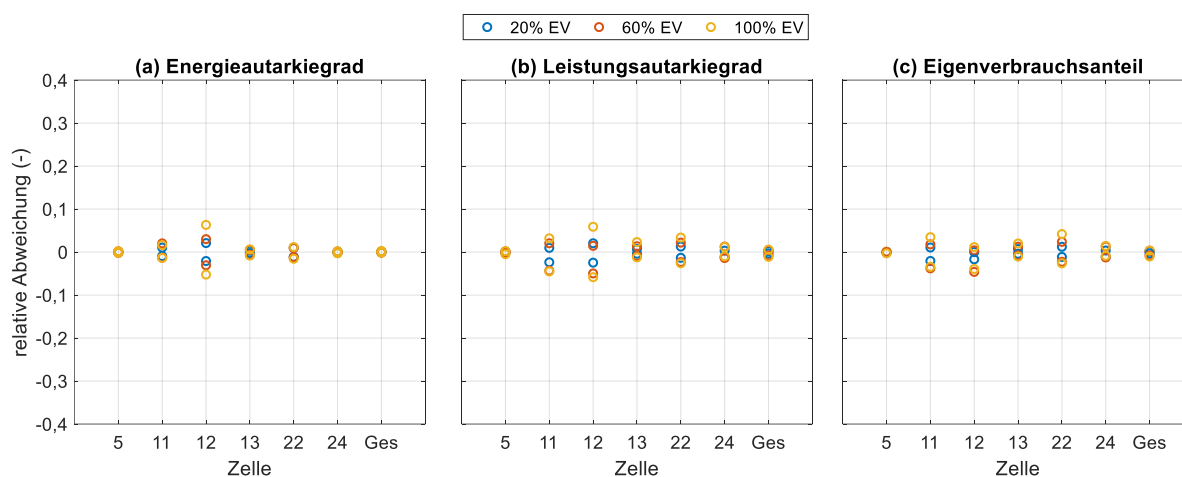


Abbildung 9-26: Maximale und minimale relative Abweichung (LS1 und LS2) für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad (c) Eigenverbrauchsanteil

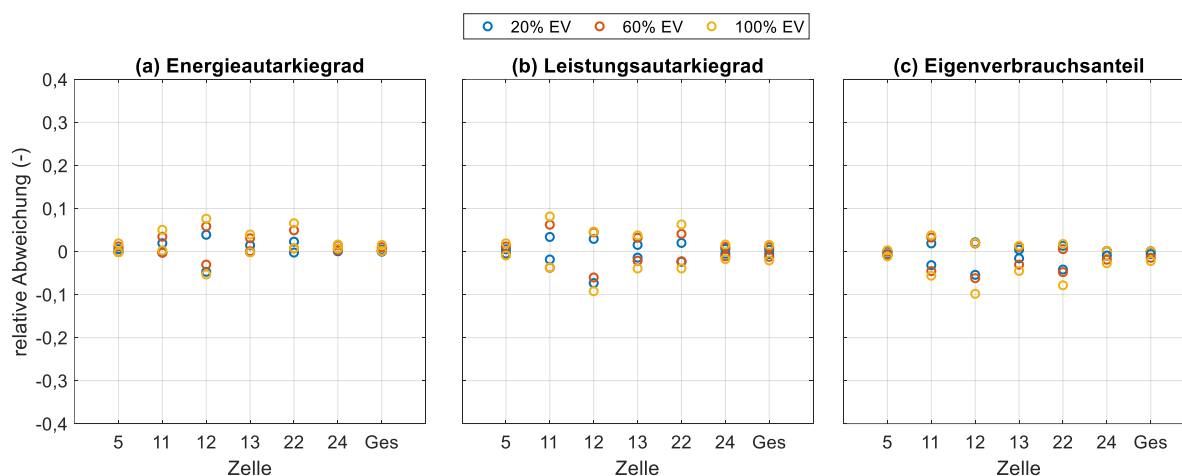


Abbildung 9-27: Maximale und minimale relative Abweichung (LS1 und LS2) für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVC bei 3,7 kW Ladeleistung für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad (c) Eigenverbrauchsanteil

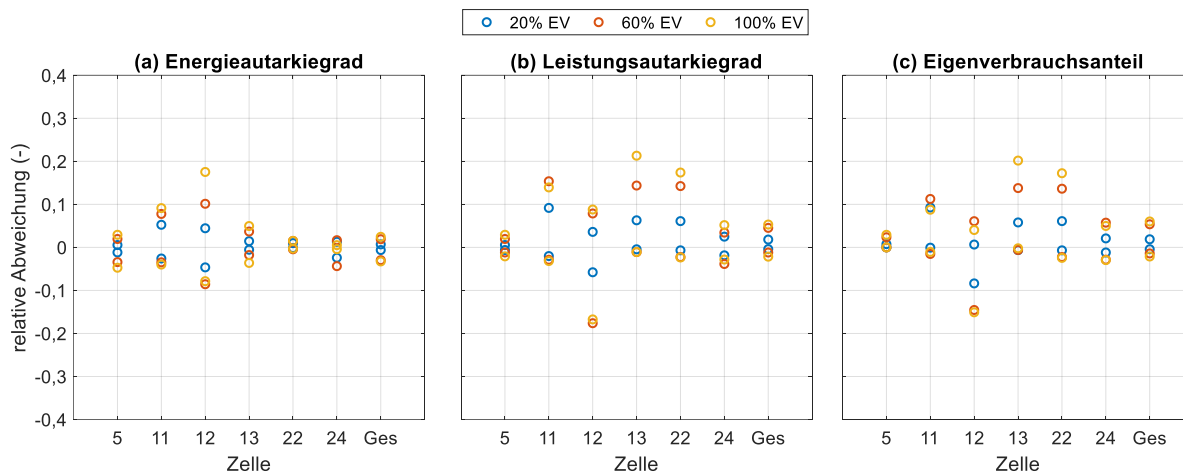


Abbildung 9-28: Maximale und minimale relative Abweichung (LS1 und LS3) für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVA bei 3,7 kW Ladeleistung für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad (c) Eigenverbrauchsanteil

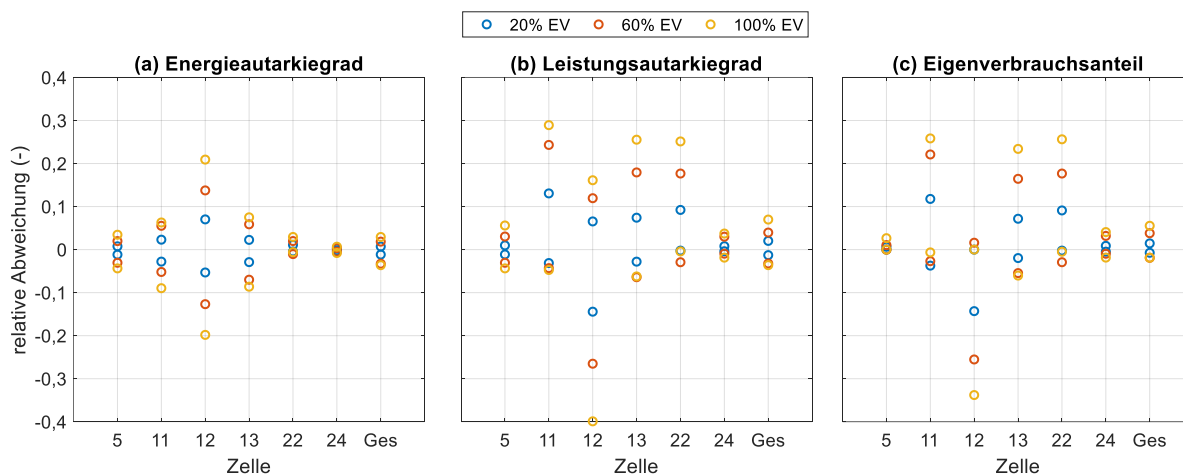


Abbildung 9-29: Maximale und minimale relative Abweichung (LS1 und LS3) für eine Durchdringung von 60% PV bei steigender EV-Durchdringung für NVC bei 3,7 kW Ladeleistung für ausgewählte Zellen und das Gesamtsystem (a) Energieautarkiegrad (b) Leistungsautarkiegrad (c) Eigenverbrauchsanteil

